

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ВНУТРИКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.24-024.61-047.36(571.5)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Гинько Виталий Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>P1</b>	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1,  ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
<b>P2</b>	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
<b>P3</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
<b>P4</b>	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
<b>P5</b>	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
<b>P6</b>	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
<b>P7</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
<b>P8</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
<b>P9</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
<b>P10</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Гинько Виталию Владимировичу

Тема работы:

Анализ эффективности применения систем внутрискважинного мониторинга на месторождениях восточной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2023/с от 18.03.19

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.19
--	----------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Обзор современных систем внутрискважинного мониторинга; гидродинамические показатели в системах постоянного внутрискважинного мониторинга; виды и процесс исследований для определения параметров пласта; устройство контроля притока; постоянный мониторинг при помощи датчиков термоманометрических систем; определение наиболее благоприятных геолого-физических условий для применения систем внутрискважинного мониторинга; техническое оснащение систем телеметрии; интерпретация полученных данных по результатам измерений и исследований; технология выравнивания профиля притока.
---	---

#### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

(с указанием разделов)

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Методы и технологии внутрискважинного мониторинга»	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
«Технология внутрискважинного мониторинга на месторождениях восточной Сибири»	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
«Оптимальное решение по выбору технологии внутрискважинного мониторинга и заканчивания скважин (выводы и рекомендации)»	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Кацук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

#### **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Методы и технологии внутрискважинного мониторинга
Технология внутрискважинного мониторинга на месторождениях восточной Сибири
Оптимальное решение по выбору технологии внутрискважинного мониторинга и заканчивания скважин (выводы и рекомендации)
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	19.03.19
---	----------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		19.03.19
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			19.03.19

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Гинько Виталий Владимирович		19.03.19

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования Высшее образование  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения Весенний семестр 2018 /2019 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.19
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.04.19	Методы и технологии внутрискважинного мониторинга	25
30.04.19	Технология внутрискважинного мониторинга на месторождениях восточной Сибири	25
7.05.19	Оптимальное решение по выбору технологии внутрискважинного мониторинга и заканчивания скважин (выводы и рекомендации)	25
17.05.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
24.05.19	Социальная ответственность	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

##### Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## **Обозначения, определения и сокращения**

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ГНКТ** – гибкие насосно-компрессорные трубы;

**ГРП** – гидроразрыв пласта;

**МГРП** – многостадийный гидроразрыв пласта;

**ГДИС** – гидродинамические исследования скважин;

**ТМС** – телеметрическая система;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;

**ИД** – индикаторная диаграмма;

**КВДу** – кривая восстановления давления на устье скважины;

**КВД** – кривая восстановления давления;

**КСД** – кривая стабилизации давления;

**КПД** - кривая падения давления;

**УКП** – устройство контроля притока;

**ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;

**СКО** – соляно-кислотная обработка;

**АСРП** – адаптивная система регулирования притока;

**ГНК** – газонефтяной контакт;

**ГФ** – газовый фактор;

**СПО** – спуско-подъёмные операции;

**ЭЦН** – электроцентробежный насос;

**ПЭД** – погружной электродвигатель;

**КПД** – коэффициент полезного действия насоса;

**СПСК** – система постоянного скважинного контроля;

**ЦДНГ** – цех добычи нефти и газа;

**СУ** – станция управления;

**СНО** – средняя наработка на отказ;

**ТКРС** – текущий и капитальный ремонт скважин.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 76 страниц, в том числе 21 рисунок, 5 таблиц. Список литературы включает 24 источника.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, интеллектуальные скважины, профиль притока, ТМС, горизонтальная скважина, мониторинг, замер давлений, ГДИС, контроль притока, нефтеотдача, телеметрия.

Объектом исследования являются горизонтальные скважины, на которых применяются технологии внутрискважинного мониторинга.

Цель работы – проанализировать эффективность технологий внутрискважинного мониторинга и выравнивания профиля притока добывающих и нагнетательных скважин на месторождениях Восточной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены современные методы и технологии ведения постоянного мониторинга давления и температур в скважинах и наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения, а также алгоритм проведения ГДИС на основе интерпретации данных, получаемых от ТМС.

В результате анализа технологий интеллектуального заканчивания скважин выявлен положительный эффект на управление разработкой месторождения и обоснована экономическая рентабельность проведения ГДИС при помощи погружных систем телеметрии.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: мониторинг температур и давлений ведётся непрерывно на работающей скважине с помощью датчиков погружных телеметрических систем, размещаемых на башмаке лифтовой колонны или на приёме насоса.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на нефтяных коллекторах с газовой шапкой и подстилающей пластовой водой, характеризующихся высоким газовым фактором добываемой продукции.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА ....	14
1.1. Обзор современных систем внутрискважинного мониторинга .....	14
1.2. Гидродинамические показатели в системах постоянного внутрискважинного мониторинга.....	17
1.3. Виды и процесс исследований для определения параметров пласта .....	20
1.4. Устройство контроля притока .....	25
1.5. Постоянный мониторинг при помощи датчиков термоманометрических систем .....	29
2. ТЕХНОЛОГИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ .....	32
2.1. Определение наиболее благоприятных геолого-физических условий для применения систем внутрискважинного мониторинга.....	32
2.2. Техническое оснащение систем телеметрии .....	32
2.3. Интерпретация полученных данных по результатам измерений и исследований .....	39
2.4. Технология выравнивания профиля притока.....	43
3. ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ) .....	50
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
4.1. Введение.....	54
4.2. Расчёт экономической эффективности .....	55
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	63
5.1. Производственная безопасность .....	63
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	64
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	66
5.2. Экологическая безопасность.....	68
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	69
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	71

ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	73
Список используемых источников: .....	74

## ВВЕДЕНИЕ

Российские нефтегазовые компании в последнее время при разработке месторождений активно применяют системы горизонтальных скважин. Такие скважины позволяют увеличить площадь контакта пласта со скважиной, повысить дебиты и приемистость, а также увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) в целом по месторождению. Несмотря на развитие технологий бурения, не решены вопросы, связанные со строительством и заканчиванием горизонтальных скважин, например, выбор и правильное применение устройств контроля притока для разработки месторождений с контактными запасами.

В настоящее время на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа пассивных устройств контроля притока, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта: трубочно-винтовой и штуцерный. Основным недостатком трубочно-винтовых систем контроля притока является высокий риск раннего закупоривания винтовых каналов, штуцерных систем контроля притока – высокая скорость потока флюида, проходящего через штуцер, что значительно повышает риск эрозии оборудования.

Из активных устройств контроля притока на рынке представлена система гидравлических забойных клапанов Smart wells. К ее преимуществам можно отнести управление положением клапана для каждой зоны с поверхности: при прорыве воды или газа одну из секций можно закрыть. Недостатками являются низкая надежность системы (если одна из контрольных линий перестает работать, то скважину можно «потерять»), высокая стоимость внедрения, большие сроки поставки оборудования и сложность монтажа.

Для устранения указанных проблем необходимо создание нового поколения систем заканчивания скважин, которое учитывало бы недостатки существующих систем контроля притока, а также позволяло бы не только выравнить профиль притока и отложить момент прорыва газа в скважину, но и ограничить расход нецелевого флюида, тем самым увеличить время притока чистой нефти.

Жизненный цикл скважины еще 20 лет назад только на начальной стадии включал в себя этап проведения тестов и исследований, что не позволяло в полной мере контролировать процесс разработки залежи. Современный подход к разработке позволяет в режиме онлайн получать информацию о состоянии залежи на протяжении всего периода эксплуатации. Это позволяет контролировать параметры залежи в процессе разработки и обеспечивает повышение КИН. Применение прогрессивного скважинного оборудования, обеспечивающего получение высокоточных значений давлений и температур на всём протяжении эксплуатации, в том числе в процессе разведки и пробной эксплуатации обеспечивает поток данных, незаменимых для:

- получения наиболее полной и достоверной информации о строении и свойствах пластов, необходимой для подсчёта запасов и составления проекта разработки
- уточнения данных о гидродинамических свойствах разрабатываемого объекта, необходимых для дальнейшего проектирования
- получения информации о динамике процесса разработки, в дальнейшем необходимой для её регулирования
- определения эффективности мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти

Внедрение перманентных скважинных приборов повышает эффективность работы скважины также за счет:

- оперирования реальными данными вместо получаемых из математической модели;
- подбора оптимальных режимов работы;
- выявление проблем на ранних этапах эксплуатации;
- оптимизация плана ремонта и многое другое.

Полученный экономический эффект может многократно превзойти затраты на внедрение такого эффективного инструмента, способного стать в

руках служб главного геолога и специалистов по разработке месторождения незаменимым источником ценной информации.

## **1. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА**

Внутрискважинный мониторинг производится с целью контроля параметров работы скважины и включает в себя измерение давления, температуры, а также контроль профиля притока. В зависимости от применяемой системы количество измеряемых параметров может быть разным. Самые современные системы способны измерять температуру, давление, обводненность и расход одновременно. Внутрискважинные системы передают данные в режиме online, что способствует оперативному принятию решения при той или иной ситуации, когда нормальная работа скважины нарушается. Основная задача систем мониторинга - отслеживать работу каждой скважины и месторождения в целом.

При реализации технологий внутрискважинного мониторинга контроль должен быть оперативным и непрерывным, с функцией передачи информации на поверхность в режиме реального времени, без необходимости проведения внутрискважинных работ и прерывания процесса нормального функционирования промысловой скважины.

### **1.1. Обзор современных систем внутрискважинного мониторинга**

**Норвежская компания Roxar** - международный поставщик услуг и продуктов для управления месторождениями и оптимизации добычи в нефтегазовой отрасли. Внутрискважинная система постоянного мониторинга PDMS выпускается компанией Roxar с 1987. Система позволяет ведущим нефтедобывающим компаниям получать данные о состоянии скважин и месторождения в целом. Система PDMS обеспечивает надежный круглосуточный доступ к информации о состоянии скважины из любого офиса, тем самым повышая эффективность управления месторождением, проектирования скважин и использования ресурсов. Вся работа по проектированию и настройке системы ведется штатными специалистами компании Roxar, что позволяет значительно сократить время, необходимое на внедрение системы после принятия заказчиком соответствующего решения.

Система, установленная в скважине, обеспечивает постоянный контроль за ее состоянием.

Система PDMS используется в эксплуатационных, нагнетательных, наблюдательных скважинах и применяется совместно с системами контроля многопластовых месторождений и многоствольных скважин. Система PDMS может быть интегрирована с другими системами и устройствами, например, с управляемыми скважинными задвижками, образуя, таким образом, целостную интеллектуальную систему контроля и управления скважиной. PDMS может поставляться как в виде автономной, так и в виде полностью интегрированной системы. Доступная в многочисленных конфигурациях, базовая система PDMS, выпускаемая компанией Roxar, позволяет получать информацию о давлении и температуре пласта.

За время, прошедшее с начала производства, эксплуатационные характеристики устройства значительно выросли. Это достигнуто путем непрерывной модернизации, обеспечения соответствия изменяющимся техническим требованиям и применения решений, учитывающих опыт эксплуатации.

**Компания Pioneer Petrotech Servises Inc** является одним из мировых лидеров в разработке и производстве высококачественных скважинных манометров для измерения и регистрации давления и температуры, систем постоянного мониторинга пластового давления и температуры в добывающих скважинах.

В числе их разработок и система внутрискважинного мониторинга PPS227. Имеется несколько модификаций скважинного и наземного оборудования этой системы, что позволяет заказчику подобрать оптимальное оборудование для конкретной скважины. Кроме оборудования системы мониторинга PPS также может поставить вспомогательное оборудование, гарантирующее её надёжную и долговременную эксплуатацию в скважине. Оно включает контейнеры для манометров, скважинный кабель и его крепёж, кабельную головку и устройство вывода кабеля на поверхность через превентор. Возможны компоновки с одним

или с несколькими манометрами в одной скважине и, соответственно, можно определить какое давление необходимо измерять: внутри НКТ, в затрубном пространстве или оба. Наземная панель для получения данных SmartWatcher Touch позволяет отслеживать получаемые в реальном времени данные, как в цифровом, так и в графическом виде. К наземной панели SmartWatcher II можно подключать до 4-ёх скважин, в каждой из которых могут быть установлены до 4-ёх манометров, то есть наземная панель может одновременно получать данные от 16-ти манометров.

Система производит замер в реальном времени скважинного давления, замеряет полный спектр вибрации насоса по трём осям и одновременно создаёт полную картину работы насоса в пределах допустимых параметров. Наземная панель SmartWatcher Touch с сенсорным управлением спроектирована таким образом, чтобы оператор мог легко видеть измеряемые в реальном времени параметры, как в цифровом, так и в графическом виде. Используя величины вибрации в качестве основных показателей состояния насоса, оператор можно составить план его превентивного технического обслуживания для предохранения выхода насоса из строя и увеличения срока его службы. Кроме этого, информация о реальной величине скважинного давления позволяет оператору изменять скорость работы насоса таким образом, чтобы обеспечить его максимальную эффективность при поддержании оптимального забойного давления.

Применение Системы:

- Оптимизация добычи
- Мониторинг закачки
- Мониторинг закачки CO<sub>2</sub>
- Мониторинг наблюдательных скважин
- Мониторинг насосных систем
- Тестирование скважин без дополнительного оборудования
- Современное освоение скважин



- Изучение кривых восстановления давления без дополнительного оборудования
- Мониторинг высоких давлений и температур

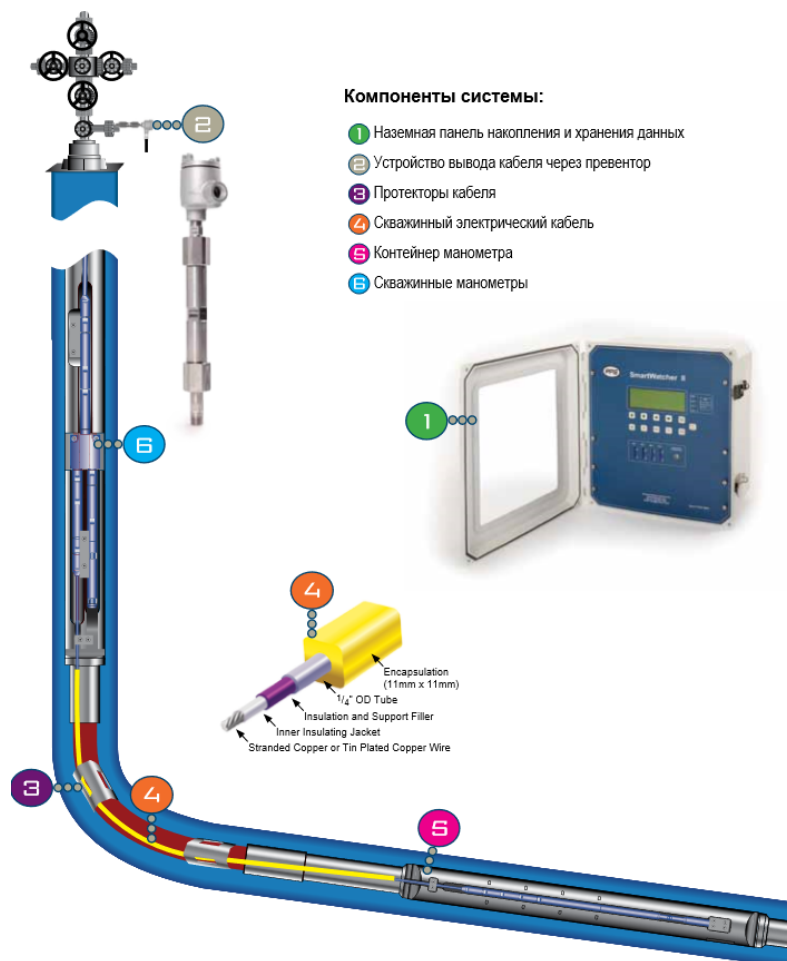


Рисунок 1 – Схема системы постоянного скважинного мониторинга  
PPS27

## 1.2. Гидродинамические показатели в системах постоянного внутрискважинного мониторинга

Методы ГДИС принято разделять на две большие группы. Во-первых, это «традиционные ГДИС», включающие спуск глубинного манометра, гидропрослушивание, замеры динамического и статического уровней и прочие операции, то есть все те мероприятия, которые проводятся уже на протяжении многих лет и, как правило, связаны с остановками скважин, потерями в добыче

нефти и, соответственно, с существенными капитальными и операционными затратами.

На другой чаше весов внутрискважинный мониторинг – пассивные исследования скважин, основанные на обработке данных датчиков погружной телеметрии, устанавливаемых на приеме электроцентробежных насосов или в колонне НКТ, в случае фонтанной эксплуатации. В последние годы, оснащенность фонда скважин ТМС у многих добывающих предприятий ПАО «НК «Роснефть» приблизилась к 100%. Поэтому в определенный момент возникло логичное предложение – использовать регистрируемые этими ТМС данные (в частности, давление на приеме) для анализа фильтрационно-емкостных свойств пласта, т.е. для проведения ГДИС.

Преимущества внутрискважинного мониторинга очевидны. Это и возможность получения данных на больших временных интервалах, и анализ поведения забойного давления при изменении режима отборов. Но главное – эти исследования в известном смысле являются бесплатными, поскольку датчики записывают информацию в непрерывном режиме, даже во время остановки насоса, и не требуется проводить никаких специальных операций на скважине. При этом сегодняшняя оснащенность нефтяных компаний такими датчиками позволяет проводить анализ ГДИС на достаточно большом фонде скважин.

Растущая оснащенность фонда скважин нефтяных компаний современными высокоточными системами погружной телеметрии (высокоточные термоманометрические системы) позволяет перейти от затратных и не всегда эффективных стандартных методов гидродинамических исследований скважин к постоянному мониторингу и выборочной интерпретации данных, получаемых от скважин в постоянном режиме.

Основные задачи контроля разработки месторождений общеизвестны, к ним относятся оценка энергетического состояния продуктивного пласта, продуктивности скважин, ФЕС пласта и «совершенства» скважины. Системы внутрискважинного мониторинга ведут гидродинамические исследования непрерывно и, как правило, помогают решать эти задачи путём обработки,

анализа и интерпретации полученных данных. Оценка гидродинамических показателей крайне важна и должна проводиться своевременно. Благодаря этому происходит повышение информативности системы разработки месторождений в целом.

Для начала, необходимо определить минимальную долю охвата фонда скважин, в которых будет установлена система внутрискважинного мониторинга.

$$\varepsilon = 1 - \sqrt{\frac{1 - e^{-1,7V_{\eta}^2}}{n}} * \sqrt{\frac{n_0 - n_{\text{и}}}{n_{\text{и}} + V_{\eta}^2}}, \quad (1)$$

$$V_{\eta}^2 = \frac{(\eta^2)_{\text{ср}}}{(\eta_{\text{ср}})^2} - 1, \quad (2)$$

где,

$V_{\eta}^2$  – квадрат коэффициента вариации – показатель неоднородности совокупности скважин по величине контролируемого параметра (коэффициента продуктивности), определяемого по соотношению среднего квадрата коэффициента продуктивности и квадрата среднего коэффициента продуктивности;

$n_0$  – общее число контролируемых скважин;

$n_{\text{и}}$  – число исследованных скважин, по которым были определены коэффициенты продуктивности для нефти и рассчитан средний коэффициент продуктивности, используемый при контроле разработки нефтяных пластов.

Коэффициент надежности можно иначе назвать «коэффициентом доверия» к измеренному параметру, и для решения поставленной задачи важно было определить зависимость данного коэффициента от доли исследуемых в постоянном режиме скважин в общем фонде.

Расчеты показали, что при охвате исследованиями с помощью ТМС 5% фонда скважин коэффициент надежности составляет около 0,3, то есть степень доверия к нему крайне низкая. Начиная от 20%-ного охвата скважин, коэффициент начинает превышать 0,75, что делает применение постоянного мониторинга для контроля разработки оправданным.

Конечно, на новых месторождениях оснащенность фонда скважин ТМС достигает 100%, и коэффициент надежности равен единице. Иными словами, для месторождений, находящихся на первой-второй стадиях разработки, целесообразность постоянного мониторинга и, соответственно, эффективность затрат на оснащение фонда ТМС вопросов не вызывают.

### **1.3. Виды и процесс исследований для определения параметров пласта**

Для наилучшей оценки полученных данных, необходимо понять - какие задачи позволяют решать те или иные плановые и «ситуационные» исследования. Так, в частности, пластовое давление ( $P_{пл}$ ) и коэффициент продуктивности ( $K_{прод}$ ) определяются по индикаторным диаграммам (ИД) и кривым восстановления давления на устье скважины (КВДу). Гидропроводность, проницаемость, скин-фактор – так же по КВДу и кривым стабилизации давления (КСД). Исследования методом ИД предполагают отработку скважины на нескольких установившихся режимах (не менее трех). Регистрация КВДу для определения  $P_{пл}$  и  $K_{прод}$  предполагает остановку скважины до достижения стабилизации забойного давления или режима радиального притока; КСД – запуск скважины после остановки и ее отработку до достижения режима радиального притока.

В таблице 1, помимо решаемых задач и методов обработки данных, указаны также необходимые исходные данные. Как мы видим, практически в каждом случае необходима история динамики дебита жидкости скважины. И, хотя в настоящее время методики онлайн-расчета дебита не выдерживают критики с точки зрения строгой метрологии (соответствия фактическим данным), для решения оперативных задач это направление представляет большой интерес. Тем не менее, проведение ГДИС с помощью датчиков телеметрических систем показывает достаточно неплохую информативность. Список определяемых параметров пласта представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Виды исследований для определения параметров пласта

<b>Определяемый параметр</b>	<b>Метод обработки</b>	<b>Необходимые исходные данные</b>
Рпл	КВДу	-
	ИД	Дебит жидкости (история)
Кпрод	КВДу	Дебит жидкости (история)
	ИД	
Гидропроводность	КВДу	Дебит жидкости (история)
	КСД	
Фазовая проницаемость (нефти и воды)	КВДу	Дебит жидкости (история), обводнённость, вязкость нефти и воды, эффективная толщина пласта
	КСД	
Абсолютная проницаемость	КВДу	Дебит жидкости (история), обводнённость, вязкость нефти и воды, эффективная толщина пласта, относительные фазовые проницаемости
	КСД	
Пьезопроводность	КВДу	Дебит жидкости (история), обводнённость, эффективная толщина пласта, пористость, сжимаемость нефти воды и породы, относительные фазовые проницаемости
	КСД	
Скин-фактор	КВДу	Дебит жидкости (история), обводнённость, эффективная толщина пласта, пористость, сжимаемость нефти воды и породы, относительные фазовые проницаемости
	КСД	

Проведение исследований на различных режимах по данным, полученным от ТМС, позволяет получить следующую информацию о продуктивном пласте:

- проницаемость;
- скин-фактор;
- коэффициент продуктивности;
- текущее пластовое давление;
- граничные условия.

В общем случае процесс ГДИС с помощью систем внутрискважинного мониторинга состоит из двух больших блоков (рисунок 2). Во-первых, это сбор данных, включающий собственно получение первичных данных от ТМС и их передачу через специальные каналы связи потребителю. Второй блок – это интерпретация данных. Важной частью этого блока является предварительная подготовка данных для интерпретации. Этот этап необходим для того, чтобы интерпретаторам не пришлось работать с громадными массивами данных, основная часть которых им не пригодится.

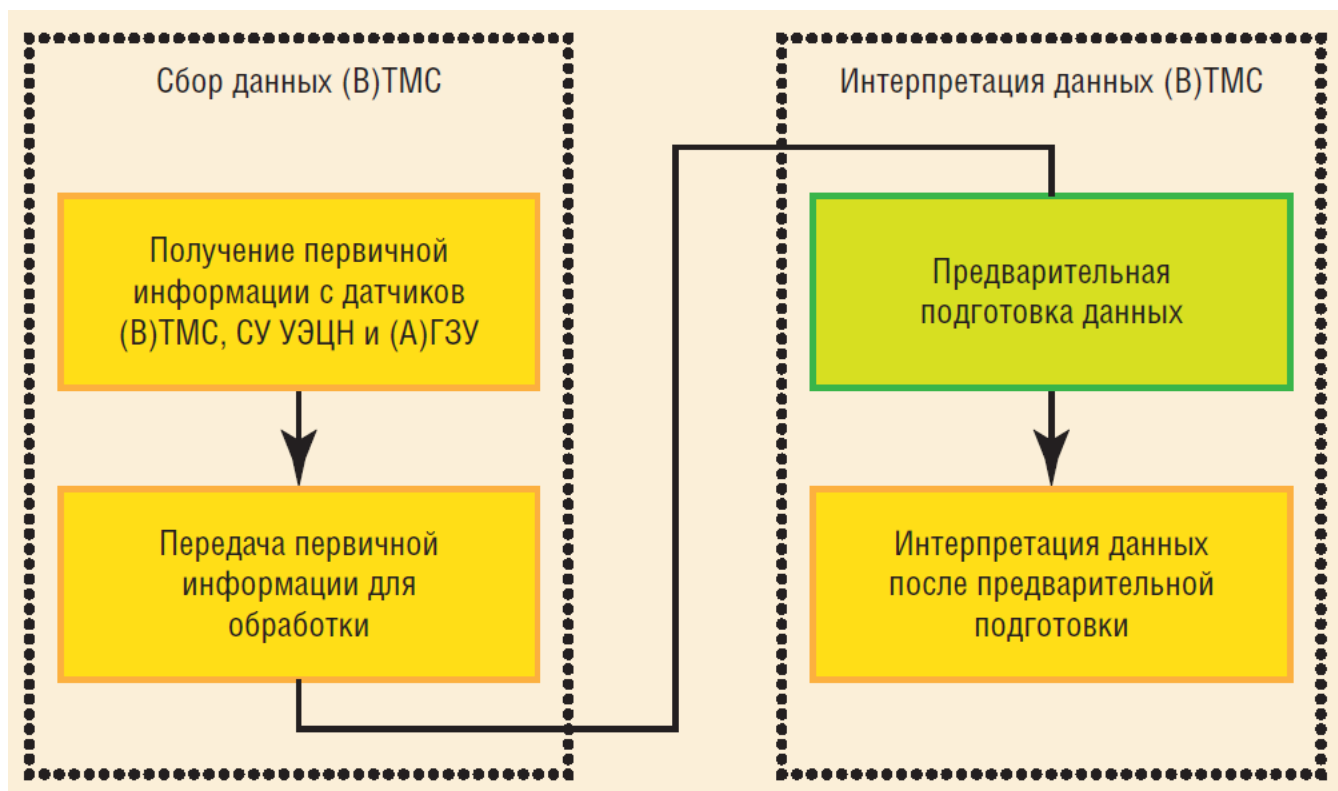


Рисунок 2 - Подготовка данных для интерпретации

Каждая крупная нефтедобывающая компания с большим фондом скважин вырабатывает свои алгоритмы сбора и обработки промысловых данных с учетом особенностей вертикальной интеграции и горизонтального взаимодействия своих подразделений и отделов. Тем не менее, структуры основных вертикально-интегрированных компаний России в значительной мере схожи, и анализ используемых ими алгоритмов также позволил выявить много общих черт. На рисунке 3 показана предполагаемая модернизированная схема сбора и обработки данных, которая включает в себя сегмент организации постоянного мониторинга добычи нефти с помощью ТМС.

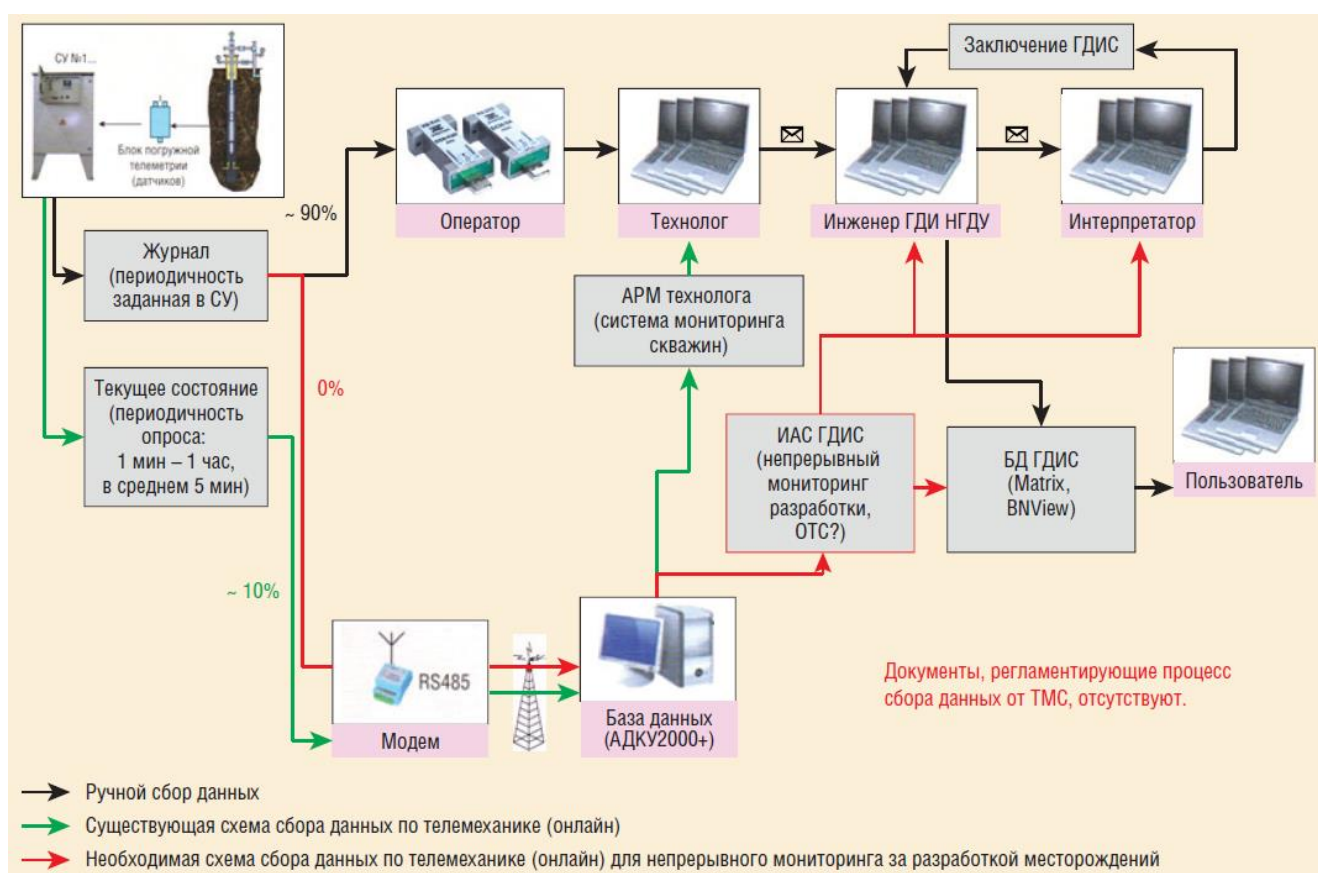


Рисунок 3 - Отработка технологии непрерывного мониторинга разработки месторождений с помощью телеметрических систем

Поступающая от станции управления (СУ) ЭЦН промысла информация передается для просмотра на рабочее место диспетчера цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), а затем – на сервер системы телемеханики ЦДНГ последующего хранения, откуда средствами удаленного доступа по корпоративным каналам

связи передается на автоматизированные рабочие места специалистов обслуживающей ЭЦН организации.

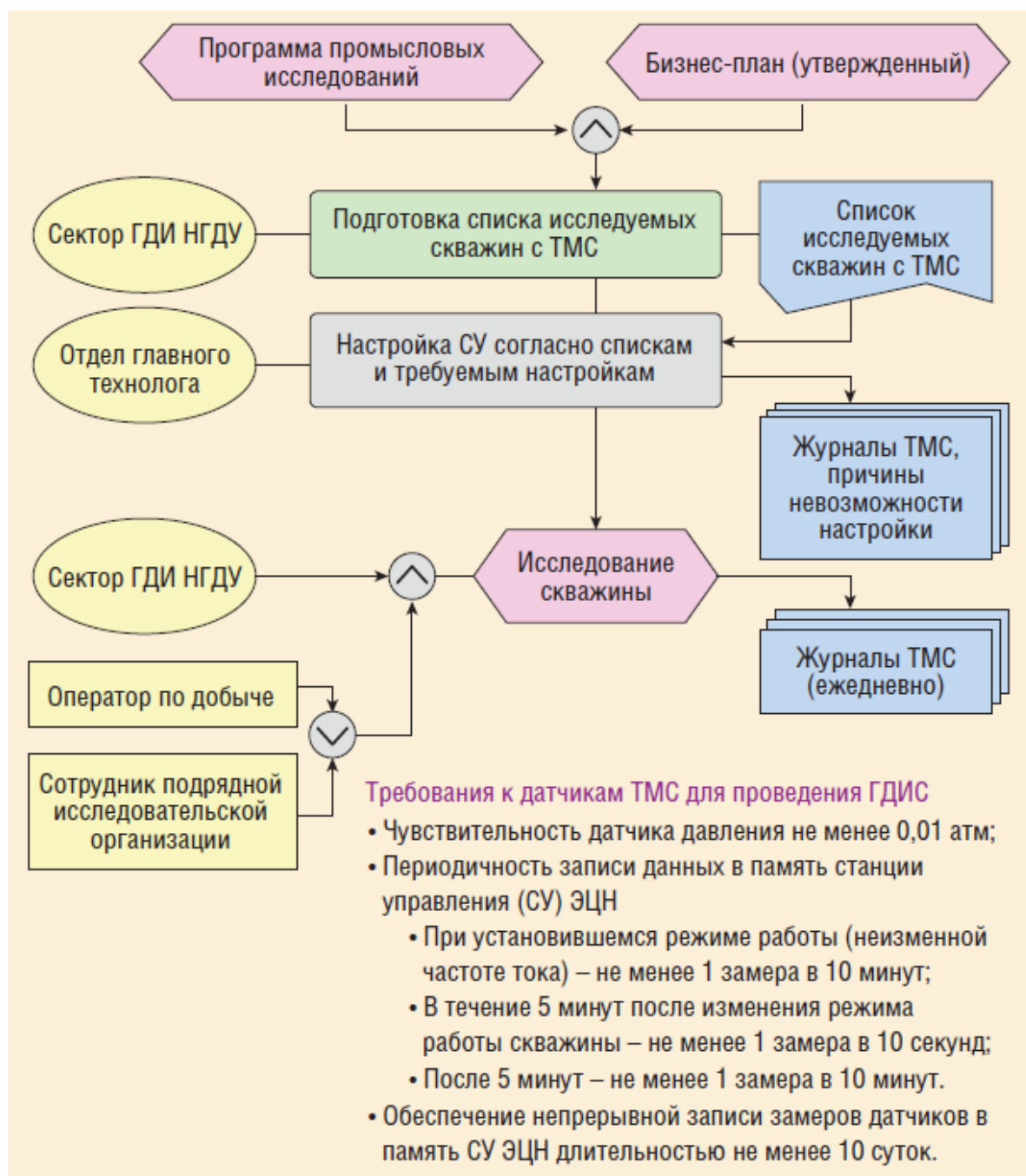


Рисунок 4 - Схема взаимодействия для повышения эффективности использования данных от телеметрических систем

Параллельно необходимо формировать нормативную базу, которая должна четко регламентировать служебные обязанности каждого участника процесса непрерывного мониторинга добычи в каждом из предполагаемых случаев (рисунок 4).



Неотъемлемой частью такой нормативной базы также должны стать требования к датчикам ТМС для проведения ГДИС в непрерывном режиме.

#### **1.4. Устройство контроля притока**

Для повышения эффективности работы систем заканчивания скважин российскими инженерами компании «Вормхолс» на базе завода «Тяжпрессмаш» было разработано новое поколение пассивных устройств контроля притока (УКП) — «Мягкий дроссель». Данное устройство представляет собой противопесчаный проволочный фильтр с базовой трубой и камеру УКП с сетью каналов для протока жидкости. Камера УКП «Мягкий дроссель» позволяет плавно увеличивать гидравлическое сопротивление движущемуся потоку жидкости за счет многократного изменения направления движения, ускорения и торможения, слияния и разделения протекающего потока.



Рисунок 5 – Устройство контроля притока «Мягкий дроссель»

Устройство контроля притока, производимое компанией ВОРМХОЛС, это механизм, который служит для выравнивания профиля притока или закачки. Оно применяется при заканчивании горизонтальных и вертикальных скважин и способно: предотвратить прорывы и последствия прорывов газа и воды в нефтедобывающие скважины, прорывы и последствия прорывов воды в газодобывающие скважины, ограничивать приток жидкой и/или газообразной фазы на заданном уровне, подстраиваться под условия добычи, изменяющиеся со временем. Конструкция устройства позволяет открыть все клапаны или часть и перенастроить систему под новые условия добычи, изолировать любой интервал скважины, повысить КИН.

Важным условием при заканчивании скважин с использованием УКП «Мягкий дроссель» является разделение горизонтального ствола на сегменты с

помощью разбухающих гидромеханических пакеров с целью предотвращения заколонных перетоков.

### **Актуальность применения устройства контроля притока**

Уникальное месторождение Западной Сибири – Ван-Еганское – расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа. В разрезе представлено 73 продуктивных пласта с насыщением нефтью, газом, конденсатом. Около трети всех запасов нефти Ван-Еганского месторождения является контактными, т.е. имеют непосредственный контакт с водой или газом (нефтяные оторочки, залежи с газовыми шапками, залежи с подстилающей водой).

На основании проведенных расчетов и анализа работы скважин для пластов данного месторождения, оптимальным решением проблемы раннего прорыва воды/газа является заканчивание скважины с учетом геолого-реологических свойств пород и технологических особенностей проводки скважины, то есть использование УКП.

Все пассивные устройства контроля притока должны настраиваться в зависимости от распределения ФЕС, определяемых по результатам геолого-гидродинамического моделирования и окончательного каротажа после бурения скважины. Это связано с определенными рисками, обусловленными возможными ошибками в геологической модели, неверной интерпретацией геофизических данных, риском недоспуска компоновки до намеченной глубины, а также с изменением характера притока, что характерно для разработки месторождений с контактными запасами с применением горизонтальных скважин. В данном случае опасны ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить, удастся лишь отсрочить время прорыва на определенный период. Впоследствии приходится уменьшать депрессию на пласт либо периодически останавливать скважину или выводить ее из добывающего фонда. Данный фактор особенно важен при разработке Ван-Еганского месторождения, так как инфраструктуры для транспорта или утилизации газа не существует.

Для решения данной проблемы российскими инженерами также была разработана дополнительная опция к УКП «Мягкий дроссель» – «Адаптивная система», которая подходит для разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами. Данная система может самонастраиваться в зависимости от скорости, давления флюида и его фазового состава. Величина притока регулируется с помощью специальных клапанов: «Адаптивная система» позволяет ограничивать максимальный расход через каждый фильтр на определенном уровне независимо от перепада давления. Таким образом, система дает возможность не только выравнивать профиль притока и откладывать момент прорыва газа в скважину, но и ограничивать расход газа в зоне прорыва, обеспечивая долговременную работу скважины без значительного увеличения газового фактора.

### **Область применения устройства**

Устройство контроля притока решает множество задач и применимо для ряда целей. При использовании УКП в горизонтальных скважинах происходит выравнивание профиля притока и осуществляется его мониторинг без ПГИ и, параллельно с этим, происходит предотвращение прорывов воды и газа. Также одной из наиболее важных особенностей устройства является борьба с конусообразованием. Обеспечивается удобство при технологических операциях, так как возможна циркуляция через оборудование во время спуска. Благодаря конструктивной особенности, СКО производится равномерно вдоль ствола скважины. Если устройство используется в скважинах системы поддержания пластового давления, то происходит выравнивание профиля закачки. Ко всему прочему, есть возможность использования устройства при многостадийном гидравлическом разрыве пласта. При эксплуатации устройства в вертикальных скважинах при высокой обводнённости и газовом факторе, возможно производить отсечение проблемных интервалов. Также применяется в скважинах с отдельно-раздельной эксплуатацией. При перезаканчивании скважин устройство помогает бороться с прорывами воды или газа и может использоваться при проведении многостадийного ГРП.

## **Преимущества устройства контроля притока**

- Устойчивость к ошибкам в интерпретации данных по геологии и геофизике
- Подстраиваются под условия добычи, изменяющиеся со временем
- Предотвращают прорывы и последствия прорывов газа и воды в нефтедобывающие скважины
- Предотвращают прорывы и последствия прорывов воды в газодобывающие скважины
- Возможно устанавливать оборудование в скважины со сложными траекториями и большими отходами
- Возможность селективной выработки запасов, оптимизация работы протяженных скважин
- Возможность перекрывать многометровые интервалы скважины с помощью одной спуско-подъемной операции
- Возможность использования для многостадийного гидроразрыва пласта
- Простота и надежность оборудования
- Возможно управление с устья скважины.

## **Опыт применения устройства**

Компания ВОРМХОЛС производила исследовательские работы по оптимизации характеристик адаптивной системы регулирования контроля притока (АСРП), собрав соответствующую гидравлическую схему на экспериментальном стенде в МВТУ им. Баумана, позволяющем проводить лабораторные исследования на различных средах (газ и жидкость) в широком диапазоне гидравлических характеристик. По завершению лабораторных испытаний был произведен прототип серийного образца, прошедший впоследствии лабораторные и промышленные испытания.

Результаты испытаний на газообразной (воздух) и жидкой (вода) средах, показывают что несмотря на увеличение перепада давления через устройство в ~10 раз, устройство, посредством саморегулирования количества подключаемых

ступеней, создаёт дополнительное сопротивление потоку, что позволяет ограничить расход через устройство на заранее заданном уровне, в данных экспериментах 700 л/мин  $\pm$  15% для газа и 19 л/мин  $\pm$  15% для жидкости. Результат испытаний - система сработала очень эффективно, функциональность УКП подтверждается значительным снижением дебита газа, без снижения дебита жидкости.

Опытно-промышленные испытания АСРП ВОРМХОЛС на месторождении имени Ю. Корчагина, время проведения испытаний: ноябрь 2014 г. – февраль 2015 г.

- Использование гидромеханических пакеров для разделения скважин на интервалы

- Спуск повторного заканчивания в уже установленный хвостовик.
- Крепление хвостовика на извлекаемой подвеске

Газовый фактор незначительно зависит от прилагаемой к пласту депрессии. Увеличение депрессии более чем на один порядок способствует росту газового фактора только на 12%. По сравнению с предшествующим исследованием при фонтанировании через штуцер одного и того же диаметра 23,9 мм, дебит увеличивается на 43,2 %. Суточная добыча газа сепарации, пластовой воды и рабочий газовый фактор снижаются соответственно в 1,36; 1,40 и 1,95 раза.

### **1.5. Постоянный мониторинг при помощи датчиков термоманометрических систем**

Система погружной телеметрии предназначена для измерения в процессе добычи давления и температуры флюида в скважине. Данная технология может применяться как в фонтанных скважинах, так и в скважинах, оборудованных насосом. При ведении постоянного мониторинга с помощью систем ТМС возможно отслеживать энергетическое состояние продуктивного пласта, а также оценивать гидродинамические показатели скважин, тем самым контролируя процесс разработки месторождения. При использовании систем ТМС, и ведении

постоянного мониторинга, становится возможным получить целостную картину работы скважины и оперативно принимать решения по разработке.

В условиях современности на нефтегазовых месторождениях для измерения параметров скважин применяют телеметрические системы. Финансовые выгоды от применения телеметрии очевидны. ТМС обеспечивают предприятия очень точной и достоверной информацией о параметрах пласта и скважин. В нефтяной промышленности, как и в любой другой, нет места убыткам и сбоям в работе оборудования.



Рисунок 6 – Датчик термоманометрической системы

Именно поэтому при выборе телеметрии нужно выбирать технологии, отвечающие стандартам качества, имеющие максимальную точность вычислительных данных. Также ТМС должны обладать достаточной разрешающей способностью по давлению и высокой стабильностью показаний давления при изменении температуры. Системы, которые отвечают перечисленным параметрам, позволят оптимизировать добычу.

В настоящее время, системы погружной телеметрии применяются большинством отечественных нефтегазодобывающих предприятий. Наблюдается устойчивая тенденция к увеличению оснащенности фонда скважин высокоточными датчиками телеметрии, так как это благоприятно влияет на

работу технологической и геологической службы данного предприятия. Благодаря тому, что системы погружной телеметрии работают постоянно, для проведения исследований по замеру забойного давления не приходится производить остановку скважины и терять в добыче, что производит положительный экономический эффект.

## 2. ТЕХНОЛОГИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

### 2.1. Определение наиболее благоприятных геолого-физических условий для применения систем внутрискважинного мониторинга

Информация подраздела 2.1. скрыта (стр. 32 - 34), так как содержит коммерческую тайну.

### 2.2. Техническое оснащение систем телеметрии

Телеметрическая система состоит из погружного и наземного оборудования. К погружному оборудованию относятся: датчик давления и температуры с защитным контейнером, погружной кабель, протекторы кабеля. Наземное оборудование включает в себя: блок управления с системой резервного питания и поверхностный кабель.

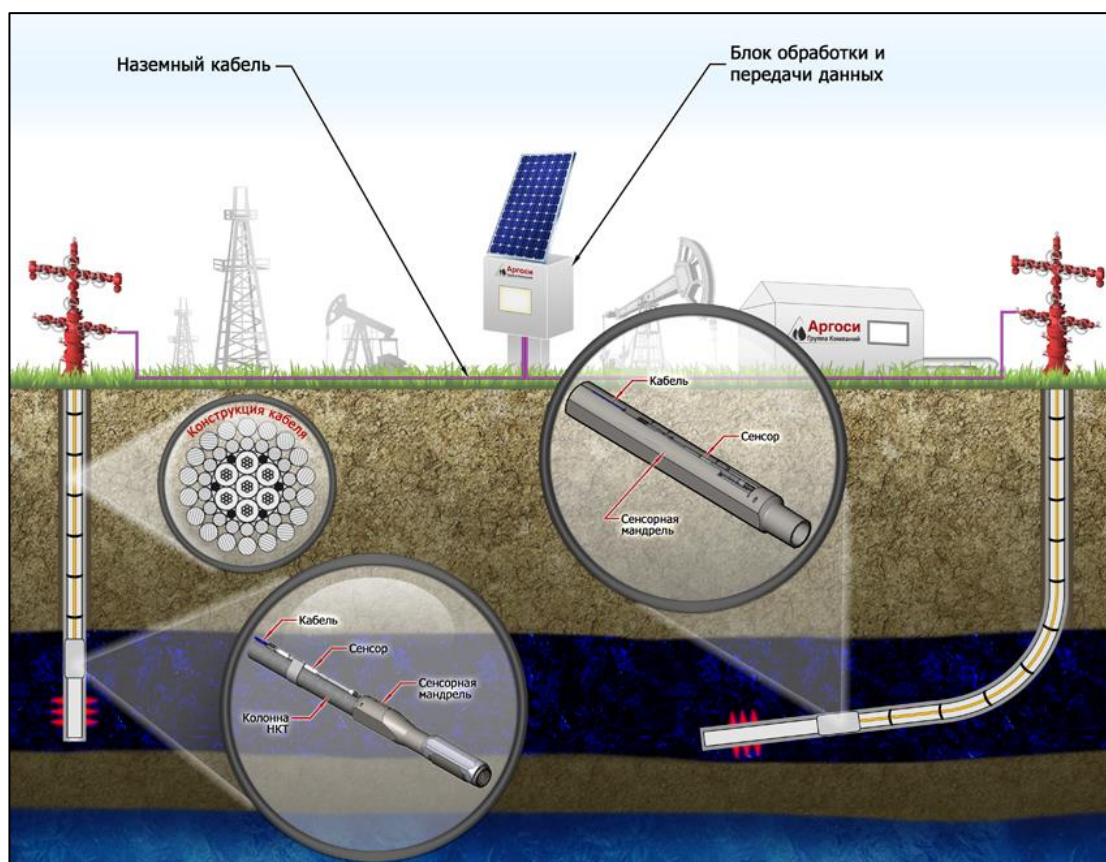


Рисунок 7 - Схема погружной системы мониторинга



Принцип действия телеметрических систем состоит в сборе измерительной информации от первичных преобразователей (погружное оборудование), обработке полученной измерительной информации и хранении результатов обработки (наземное оборудование).

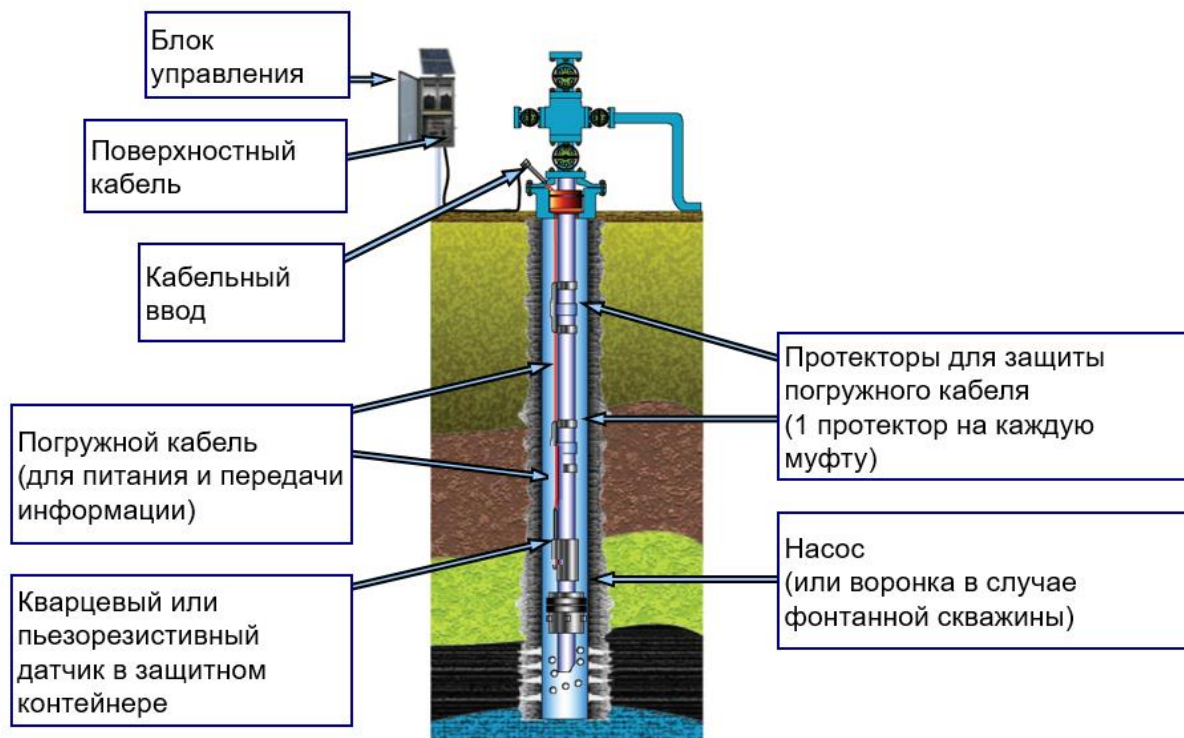


Рисунок 8 – Состав оборудования

Защитный контейнер для манометра - предназначен для защиты датчика от повреждения в процессе СПО и эксплуатации скважины (вибрации при старте ЭЦН). Устанавливается как составная часть НКТ (внутренний и внешний диаметры соответствуют НКТ). Имеет специальное крепление для датчика. В зависимости от скважинных условий используется 2 типа контейнеров: цельнолитые и сварные. Контейнеры различаются стоимостью и надежностью. Марка стали: L80 или N80 (согласно API SPEC 5CT). По характеристикам N80 практически идентична марке стали E. Максимальный диаметр контейнера зависит от диаметра НКТ. Длина контейнера – около 3 м.

Манометр-термометр скважинный автономный предназначен для регистрации во времени значений давления и температуры в точке его размещения. Прибор производит измерение давления и температуры и через

заданные интервалы времени записывает их в электронную энергозависимую память.



Рисунок 9 - Манометр-термометр скважинный

Погружной кабель - предназначен для передачи информации от датчика до устья скважины и питания датчика. Структура кабеля:

- Медный проводник (диаметр проводника: ~1 мм).
- Изоляция выполнена из фторопласта Nalar.
- Броня кабеля – трубка из нержавеющей стали (SS 316L). Внешний диаметр трубки – 6.35 мм. Толщина стенки – 0.75мм.
- Полипропиленовая оболочка – квадратное сечение 11мм.

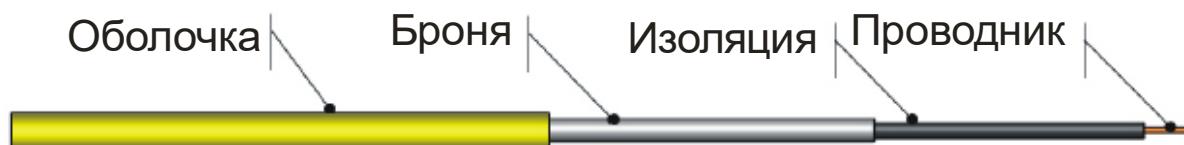


Рисунок 10 – Структура погружного кабеля

Протектор кабеля - предназначен для защиты погружного кабеля при СПО. Обычно используются 2 типа протекторов:

1. облегченный протектор для установки на участках скважины с углом наклона менее  $15^{\circ}$ .
2. усиленный протектор для установки с углом наклона скважины от  $15^{\circ}$  до  $90^{\circ}$ .

Протекторы выполнены из углеродистой стали и устанавливаются на муфтах НКТ (по 1 протектору на каждой муфте).

### Усиленный протектор



### Облегченный протектор



Рисунок 11 – Протектор кабеля двух типов

Поверхностный кабель - предназначен для передачи информации от устья скважины до поверхностного блока управления и питания датчика. Данный кабель может применяться при любой погоде, гарантируется работоспособность при температурах от  $-60^{\circ}$  до  $+40^{\circ}$ . Усиленная оплетка обеспечивает защиту от повреждения техникой и животными.

Поверхностный блок управления - предназначен для хранения, отображения, передачи исследовательской информации и настройки СПСК. Хранение информации в стандартной SD карте памяти. Блок оснащен системой резервного питания. При отключении питания на кусте гарантируется работоспособность СПСК в течение 7 дней. Также оснащен системой обогрева. Диапазон рабочих температур:  $-60^{\circ}$  до  $+40^{\circ}$ .



Рисунок 12 – Поверхностный блок управления

Запорно-регулируемый клапан замеряет основные параметры добываемого флюида на устье (давление, температура), а также регулирует работу скважины путем автоматического контроля дебита или забойного давления (депрессии).

Блок автоматики осуществляет сбор, управление и передачу данных со скважины в ЦДНГ.



Рисунок 13 - Запорно-регулируемый клапан

### **2.3. Интерпретация полученных данных по результатам измерений и исследований**

Процесс ГДИС состоит из двух частей - сбор первичных данных от ТМС и их передача потребителю и интерпретация данных. Интерпретация данных заключается в предварительной подготовке и последующей обработке.

Предварительная подготовка получаемых от ТМС данных для интерпретации включает в себя четыре этапа: классификацию (оценку пригодности данных для интерпретации), фильтрацию (сглаживание и редукцию), выделение информативных интервалов (например, КВД/КПД) и восстановление дебита (на основе косвенных показателей).

Под процессом классификации подразумевается отделение кондиционных данных от некондиционных. Кондиционные данные – это данные ТМС по забойному давлению (полученные с помощью пересчета из давления на приеме насоса), которые теоретически допускают интерпретацию с точки зрения ГДИС.

К некондиционным данным относятся те интервалы изменения давления, которые интерпретировать невозможно в принципе: постоянные или нулевые значения, разрывы во времени (рисунок 14), а также участки кривых, обработка которых вносит большую долю субъективизма: зашумленность, низкое разрешение, влияние технологических работ, работа скважины в периодическом режиме (условно некондиционные).

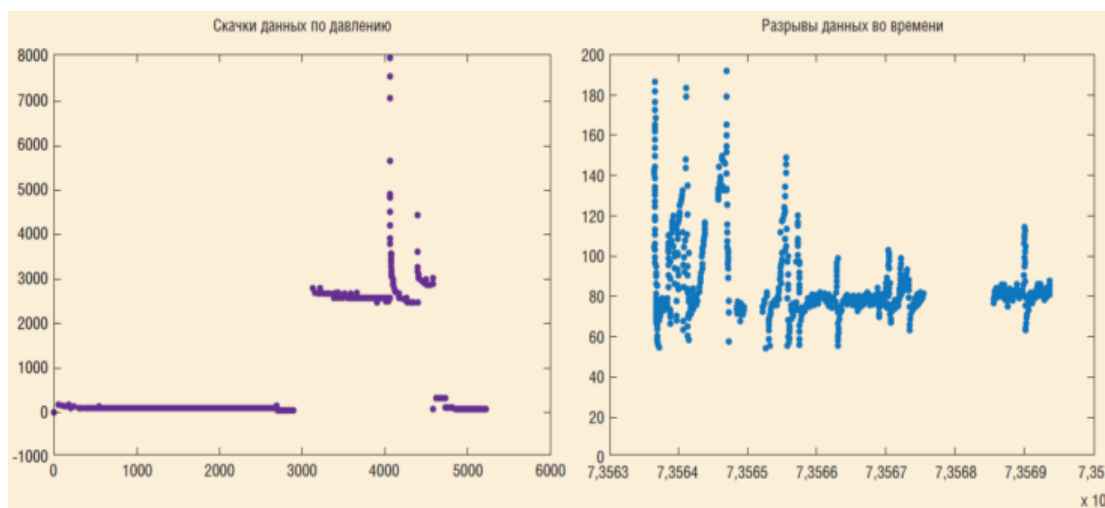


Рисунок 14 - Примеры временных рядов «некондиционных» данных

На этапе фильтрации данных проводится их математическая обработка с целью получения из большого массива данных более компактной, удобной для интерпретации выборки, без потери исходной информации. Процесс фильтрации данных состоит из процедур сглаживания и редукции (рисунок 15).

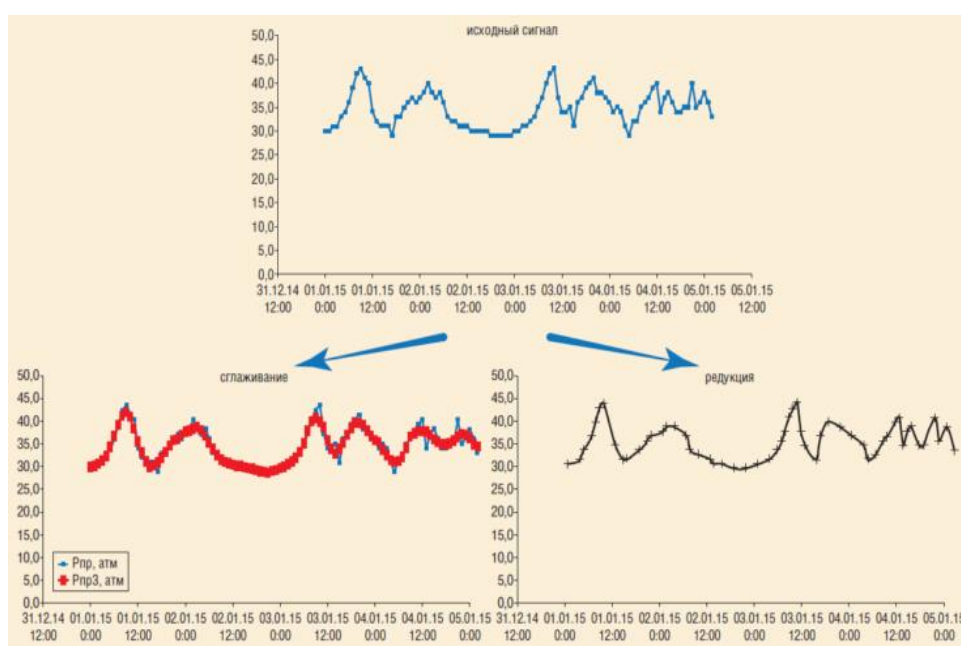


Рисунок 15 - Фильтрация кондиционных данных



Сглаживание кривой давления на этапе фильтрации – это удаление выбросов и скачков. Редукция представляет собой прореживание данных с целью уменьшения их объема для последующей интерпретации. При этом редукция должна проводиться таким образом, чтобы вся важная информация сохранялась.

Для анализа данных ГДИС в случае исследования скважины на неустановившемся режиме интервалы постоянной работы ЭЦН не представляют интереса. Поэтому при подготовке данных для интерпретации важно выделить только информативные интервалы, которые в данном случае связаны с запуском или остановкой насоса (КПД/КВД, рисунок 16).

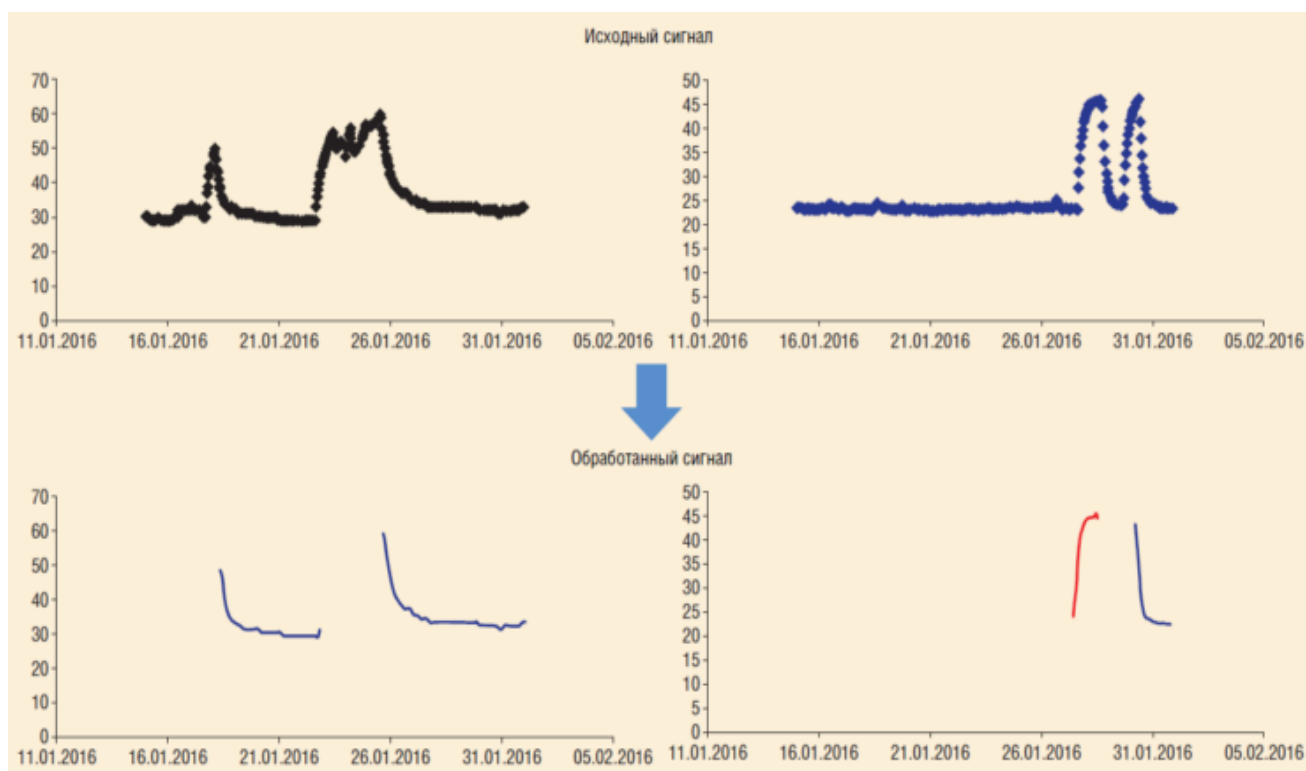


Рисунок 16 - Выделение информативных интервалов

Во многих случаях для интерпретации ГДИС необходимо знать не только динамику давления, но и то, как при этом изменяется дебит скважины. Однако замеры последнего в большинстве случаев не удовлетворяют интерпретатора ни по качеству, ни по дискретности. Тогда на помощь приходит «виртуальный расходомер» – набор методик и алгоритмов, позволяющих рассчитывать дебит жидкости скважины на основе косвенных параметров (замеры давления ТМС, электрические параметры ЭЦН).

Основных задач у «виртуального расходомера» две. Во-первых, это определение дебита газожидкостной смеси скважин, где отсутствует возможность проведения прямого замера, во-вторых, определение дебита скважин, дискретность прямых замеров в которых (например, раз в неделю) недостаточна для качественной интерпретации.

Дебит скважины определяется из условия равенства полезной мощности ПЭД ( $N_{\text{mot}}$ ) и потребляемой мощности ЭЦН ( $N_{\text{pump}}$ ):

$$N_{\text{pump}} = N_{\text{mot}}, \quad N_{\text{pump}} = \frac{(P_{\text{out}} - P_{\text{in}}) * (Q_{\text{liq}} + Q_{\text{gas}})}{\eta_{\text{pump}}}, \quad N_{\text{mot}} = M\omega, \quad (3)$$

где  $P_{\text{in}}$  и  $P_{\text{out}}$  – давления на приеме и выкиде ЭЦН,  $Q_{\text{liq}}$  и  $Q_{\text{gas}}$  – расход жидкости (пересчитанный из дебита жидкости в поверхностных условиях) и газа через насос,  $M$  и  $\omega$  – момент на валу, зависящий от силы и напряжения тока, и угловая скорость вращения вала ПЭД,  $\eta_{\text{pump}}$  – КПД насоса. Если есть возможность нормирования дебита по замерным значениям, то КПД насоса определяется из этой нормировки. Если такой возможности нет, то используется расходно-напорная характеристика ЭЦН:

$$\eta_{\text{pump}} = K_{\text{degr}} \eta(F, Q_{\text{liq}} + Q_{\text{gas}}), \quad (4)$$

$$P_{\text{in}} - P_{\text{out}} = \rho_{\text{wat}} g K_{\text{degr}} H(F, Q_{\text{liq}} + Q_{\text{gas}}), \quad (5)$$

где  $\eta$  и  $H$  – паспортные зависимости соответственно КПД и напора насоса от частоты  $F$  и дебита смеси  $Q_{\text{liq}} + Q_{\text{gas}}$ ,  $\rho_{\text{wat}} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ,  $K_{\text{degr}}$  – коэффициент деградации напора насоса (при отсутствии информации берется равным единице).

Таким образом, зная характеристики глубинно-насосного оборудования, а также показания силы, напряжения и частоты рабочего тока ЭЦН, мы можем, решив обратную задачу, вычислить дебит скважины и пересчитать полученное для ЭЦН значение для поверхностных условий. Получив все необходимые данные, интерпретатор готов проводить дальнейший анализ, с помощью которого, в дальнейшем, удастся подобрать оптимальный режим работы скважины.



## 2.4. Технология выравнивания профиля притока

Возвращаясь к проблеме прорывов воды и газа, стоит отметить, что её возможно решить не только путем снижения рабочей депрессии, но и применением устройства контроля притока в компоновке заканчивания горизонтальной скважины.

При прорывах воды или газа за счет большей подвижности воды резко возрастает расход из прорывного интервала, что не позволяет работать остальным интервалам.

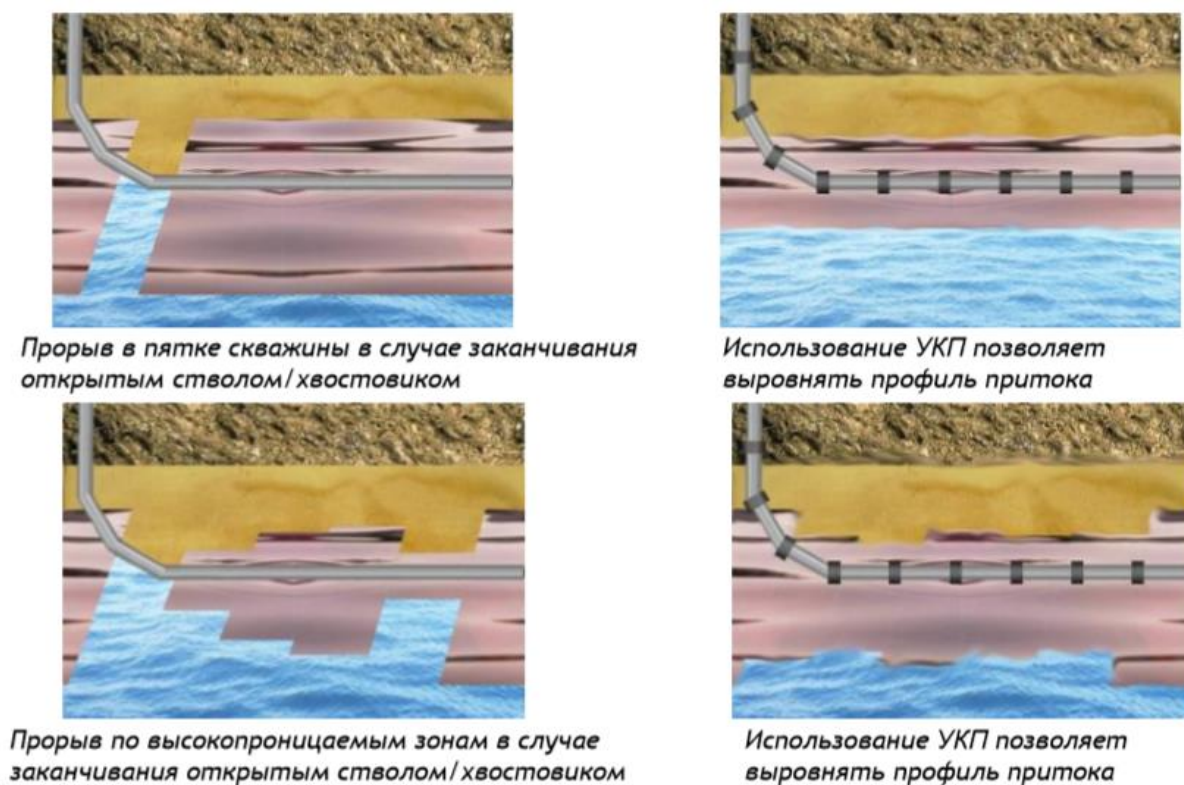


Рисунок 17 – Действие устройства контроля притока при прорывах

УКП автоматически увеличивает сопротивление именно в прорывных участках (за счет резкого возрастания расхода из таких интервалов), что позволяет «прижать» эти интервалы и помочь работать остальным участкам скважины. При неразличимости вязкостей нефти и воды для устранения прорывов воды в скважину применим специальный тип фильтроэлемента с покрытием, на химическом уровне создающий большее сопротивление флюиду с большим содержанием воды. Происходит снижение депрессии в обводнившихся зонах на 25 - 50% в случае использования фильтра с покрытием.

Существует новейшая модификация УКП, в которой собраны все технологии и учтены все необходимые нюансы при эксплуатации горизонтальных скважин, называется - адаптивная система регулирования притока (АСРП). АСРП предназначена для поддержания расходов жидкости (воды и нефти) и газа из пласта в сборную трубу в заданных пределах относительно номинального значения. Принцип, положенный в основу работы данной системы, заключается в том, что создаётся гидравлическое сопротивление за счет встречных потоков жидкости при взаимодействии с саморегулирующимися клапанами.

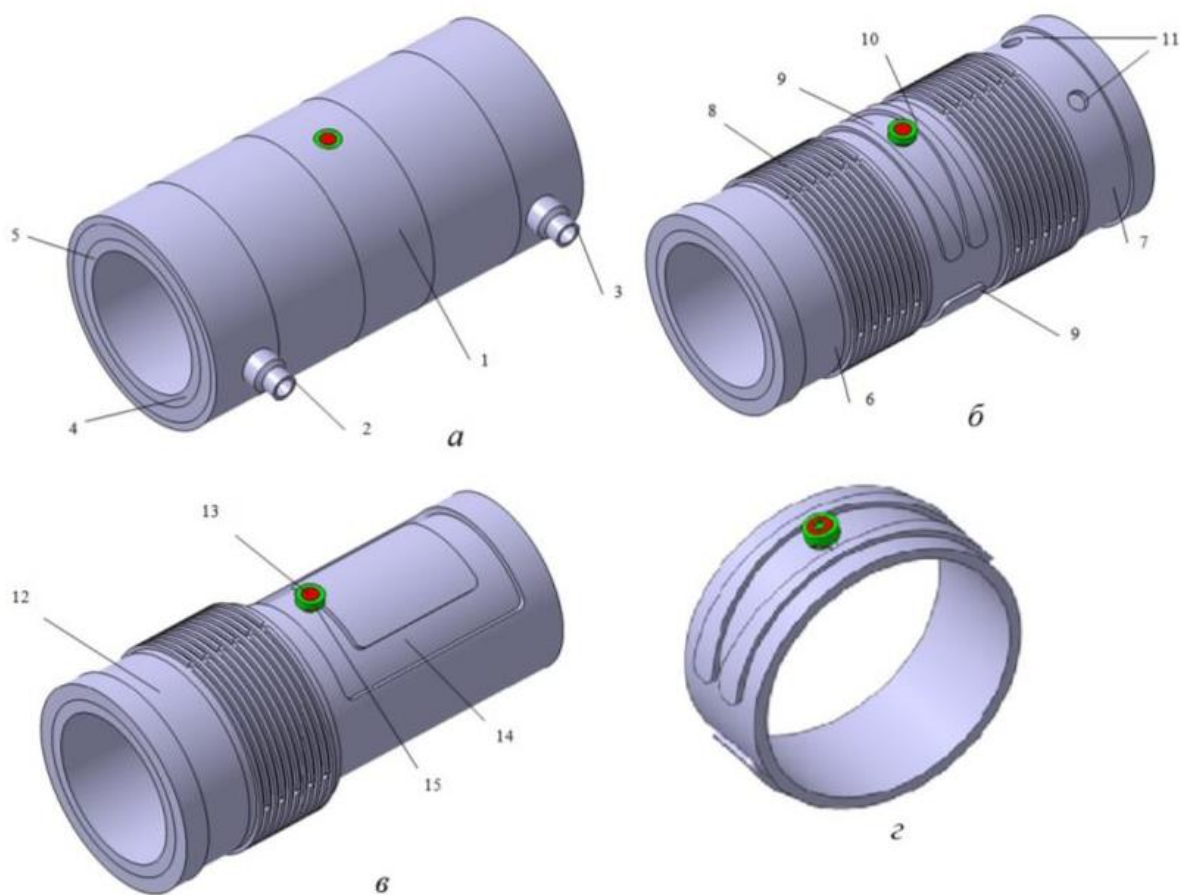


Рисунок 18 - Единичная ступень адаптивной системы регулирования притока

1 — наружный кожух; 2 и 3 — входной и выходной штуцеры; 4 и 5 — внутренняя и внешняя трубы; 6 и 7 — входная и выходная камеры; 8 — дроссель;

9 — вытеснители; 10 — магнитный клапан; 11 — отверстия сливного клапана 14; 12 — входная камера; 13 — постоянный магнит; 15 — пробка.

АСРП обладает рядом преимуществ:

- Плавное понижение давления при небольшой скорости потока
- Снижение риска закупорки УКП
- Возможность изменения конфигурации системы на скважине
- Более долговечный ресурс системы
- Снижение возможности выпадения АСПО
- Возможность устанавливать систему в нагнетательные скважины
- Возможна циркуляция через оборудование во время операции спуска
- Единственное УКП, которое работает с газом (паром), жидкостью и смесью (пароводяной смесью)

В процессе эксплуатации АСРП позволяет автоматически подстроить систему под новые условия добычи. При повышении дебита сопротивление увеличивается, при понижении уменьшается. И, самое главное, возможно полностью изолировать определенные зоны в случае необходимости и открыть все зоны импульсом давления с устья.

Ступень АСРП (рисунок 18) состоит из наружного кожуха 1, входного и выходного штуцеров 2 и 3, а также внутренней и внешней труб 4 и 5. На внешней трубе 5 расположены входная и выходная камеры 6 и 7, дроссель 8, вытеснители 9, магнитный клапан 10; сливной канал 14 и отверстия сливного канала 11.

Рабочая среда через входной штуцер 2 (рисунок 18) поступает во входную камеру 6, а затем через дроссель 8 проходит в секцию магнитного клапана 10. Для организации движения потоков жидкости в секции магнитного клапана и обеспечения его надежной работы предусмотрены вытеснители 9.

Это сделано в целях организации движения потока в секции клапана для компенсации сил, действующих на затвор, в поперечном направлении относительно перемещения затвора. При расходе жидкости и/или газа через

АСРП меньше номинального затвор магнитного клапана открыт и удерживается в фиксированном положении коэрцитивной силой постоянного магнита. При увеличении расхода жидкости, более номинального, клапан срабатывает, затвор закрывается и поток перенаправляется в дроссель, следующий за клапаном, тем самым увеличивая общее гидравлическое сопротивление системы, что в случае постоянного перепада давления между пластом и сборной трубой приводит к понижению расхода среды.

В дальнейшем при снижении расхода среды через АСРП коэрцитивная сила постоянного магнита возвращает затвор клапана в исходное положение, и поток среды поступает в сливной канал, минуя вторую дроссельную ступень. При этом, общее гидравлическое сопротивление системы уменьшается, что, в свою очередь, приводит к увеличению расхода среды. Таким образом, поддерживается общий расход среды через АСРП в заданных пределах при изменении или перепада давления между пластом и сборной трубой, т.е. условий добычи жидких полезных ископаемых.

Управление АСРП осуществляется путём регулирования дебита и депрессии. Настройка системы под изменившиеся условия эксплуатации не требует дополнительного управления.

Принудительная или автономная изоляция интервалов происходит за счёт локального повышения депрессии, например: спуск НКТ (ГНКТ), впрыск азота. Повышение рабочей депрессии - для автономной изоляции.

Принудительное или автономное открытие интервалов происходит за счёт импульса давления с устья либо понижение дебита для автономного открытия.

Необходимо провести моделирование магнитного клапана, чтобы определить действующие на него гидродинамические силы; зависимости составляющих гидродинамической силы, действующей на открытый клапан одной секции, от расхода через клапан; оценить влияние конструкции сливного канала (рисунок 18) на наличие застойных зон и на значение гидродинамической силы, действующей на клапан для одной секции.

Трёхмерная модель клапана в открытом и закрытом состояниях приведена на рис. 2, а и б. Клапан закрывается при превышении номинального расхода через него, когда поток рабочей среды срывает его с магнитного подвеса и вдавливает в коническую часть седла. Из-за неравномерного подвода среды могут возникать пульсации давления в потоке, что приводит к увеличению нагрузок на клапан.

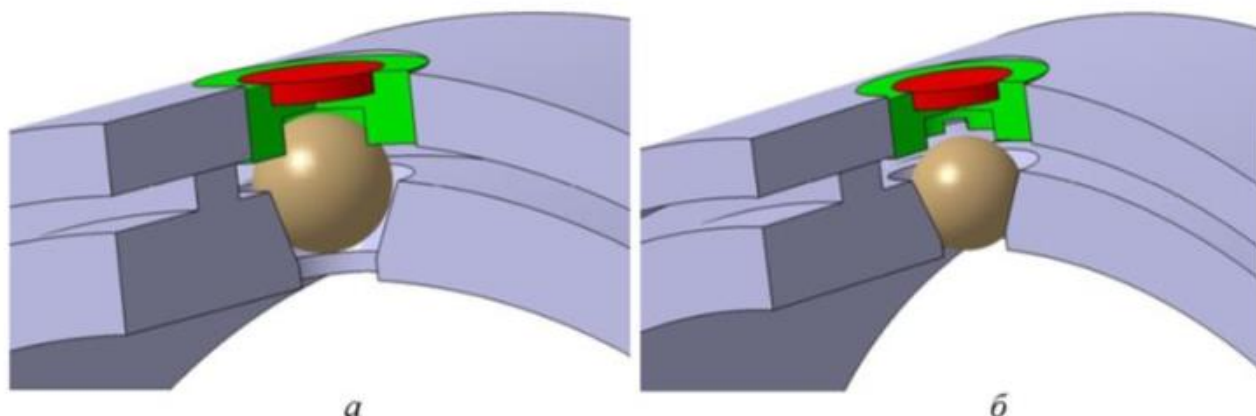


Рисунок 19 – Трёхмерная модель магнитного клапана в открытом (а) и закрытом (б) состоянии

В целях нивелирования поперечных составляющих гидродинамической силы на основной магистрали предусмотрены вытеснители 9 (рисунок 16, б), которые создают сложный профиль проточного тракта рабочей среды основной магистрали в области клапана. Участок трехмерной модели магнитного клапана с особенностями вытеснителей представлен на рисунке 16, г.

### Математическая модель

При моделировании процесса течения рабочей среды через АСРП принимаются следующие допущения:

- рабочая среда считается ньютоновской и несжимаемой жидкостью;
- течение рабочей среды стационарное;
- режим течения рабочей среды турбулентный;
- физические параметры рабочей среды постоянные и не зависят от температуры и давления;

- рассматривается идеализированный случай, когда при открытом клапане вся рабочая среда проходит через него, при этом положение запорного элемента клапана принимается фиксированным.

Математическая модель гидродинамических процессов, происходящих при течении рабочей среды в канале, состоит из системы уравнений, описывающих турбулентное течение несжимаемой вязкой жидкости.

Уравнения количества движения:

$$\text{div}(p\mathbf{v}u - \mu_{\text{eff}}\text{grad}(u)) = -\frac{\partial p}{\partial x} \quad (6)$$

$$\text{div}(p\mathbf{v}v - \mu_{\text{eff}}\text{grad}(v)) = -\frac{\partial p}{\partial y} \quad (7)$$

$$\text{div}(p\mathbf{v}w - \mu_{\text{eff}}\text{grad}(w)) = -\frac{\partial p}{\partial z} \quad (8)$$

$$\mu_{\text{eff}} = \mu + \mu_t \quad (9)$$

$$\mu_t = \frac{\rho a_1 k}{\max(a_1 \omega, \Omega F_2)} \quad (10)$$

Уравнение неразрывности:

$$\text{div}(\mathbf{v}) = 0 \quad (11)$$

В общем случае суммарная гидродинамическая сила  $F$ , действующая на клапан, определяется суммой гравитационной составляющей  $F_g$ , силой, действующей за счет перепада давления на клапане  $F_{\text{pressure}}$ , и силой, действующей вследствие касательных напряжений на поверхности клапана  $F_{\text{shear}}$ :

$$F_{\Sigma} = F_g + F_{\text{pressure}} + F_{\text{shear}} \quad (12)$$

Расчетные данные определялись без учета гравитационной составляющей  $F_g = mg$  ( $m$  — масса шара магнитного клапана,  $g$  — ускорение свободного падения), поскольку сила, действующая на шар вследствие гравитации, составляет 0,03 Н. Такое значение является достаточно малым, и в дальнейших расчетах не учитывается. Искомая гидродинамическая сила, определяемая в результате расчетов, описывается следующим уравнением:

$$F = X_f(F_f^{\text{pressure}} + F_f^{\text{shear}})n_f \quad (13)$$

Где  $F_f^{\text{pressure}} = (p_f - p_{\text{ref}})a_f$ ,  $F_f^{\text{shear}} = T_f a_f$  — составляющие силы на поверхности  $f$ ;  $n_f$  — направление, в котором данная сила должна быть вычислена

(силы вычислялись по трем компонентам, рисунок 17);  $p_f$  — давление на поверхности;  $P_{ref}$  — референсное значение давления на поверхности (в соответствии с рекомендациями разработчика программного комплекса (ПК) STAR-CCM+ задавалось как среднее значение давления на поверхности);  $a_f$  — вектор, нормальный к поверхности, для которой определяется значение силы;  $T_f$  — тензор напряжений на поверхности  $f$ .

Результирующая сила  $F$  определялась по формуле:

$$F = \sqrt{(F_x)^2 + (F_y)^2 + (F_z)^2}, \quad (14)$$

Где  $F_x, F_y, F_z$  — составляющие силы, действующей за счёт трения и перепада давления в направлении осей  $x, y$  и  $z$  соответственно (рисунок 17).

### **3. ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ)**

На современном этапе освоения недр, всё больше наблюдается тенденция разработки трудноизвлекаемых запасов. В связи с переходом большого числа месторождений Сибири на строительство горизонтальных скважин, особое внимание уделяется технологиям заканчивания с целью повышения эффективности разработки запасов, и, в конечном итоге, повышения их нефтеотдачи. К таким технологиям относятся концепции интеллектуальных скважин, включающих в себя комплексные внутрискважинные системы мониторинга и различные устройства контроля притока пластового флюида в скважину. Система внутрискважинного мониторинга может быть интегрирована с другими системами и устройствами, например, с управляемыми скважинными задвижками, образуя, таким образом, целостную интеллектуальную систему контроля и управления скважиной. Цель ведения внутрискважинного мониторинга заключается в том, чтобы контролировать параметры залежи в процессе разработки, оптимизировать добычу и обеспечить достижение проектного КИН.

К настоящему времени получение своевременной корректной информации о пластовом и забойном давлении стало важнейшей задачей при разработке нефтяных месторождений с контактными запасами. Технологии интеллектуальных скважин позволяют решать такую задачу, осуществляя мониторинг и контроль продуктивных зон. Благодаря мониторингу и управлению добычей из продуктивного пласта в реальном времени, технологии интеллектуальных скважин обеспечивают максимальную площадь дренирования пласта, что ведёт к существенному росту нефтеотдачи.

Важнейшим преимуществом систем внутрискважинного мониторинга является возможность осуществления ГДИС без проведения внутрискважинных работ, так как данные о замерах непрерывно поступают в режиме online. Благодаря этому нет необходимости в остановках скважин, и, как следствие,



потерях в добыче нефти. Отсутствие капитальных затрат финансовых средств и времени на проведение ГДИС является серьёзным аргументом при выборе способа проведения исследований.

Опыт постоянного мониторинга добычи с помощью датчиков ТМС и автоматизированной интерпретации данных методами ГДИС позволил сделать ряд выводов. Для обеспечения надежности контроля разработки месторождения методом постоянного мониторинга с охватом 75% фонда не менее 20% скважин должны быть оснащены ТМС. На каждом кустовом основании хотя бы одна скважина должна быть оснащена системой телеметрии.

Разработанные алгоритмы автоматизации обработки ГДИС с использованием непрерывных замеров забойного давления датчиками ТМС позволяют выделять КВДу, ИД, КСД. При этом для регистрации и обработки КВДу чувствительность по каналу давления должна быть не ниже 0,01 атм, тогда как для регистрации и обработки КСД чувствительность регистрации по каналу давления может быть более 0,01 атм.

При регистрации КСД необходимо обеспечивать регистрацию дебита чаще одного раза в сутки, а периодическая регистрация ИД позволяет с минимальными потерями добычи нефти контролировать динамику пластового давления, а также распределение градиента давления по залежи.

Периодическая регистрация КВД (КСД) обеспечивает мониторинг гидропроводности пласта (проницаемости в совокупности с мониторингом обводненности) и «совершенства» скважины (скин-фактора).

Внедрение систем внутрискважинного мониторинга обеспечивает длительный, положительный эффект на управление разработкой месторождения. Развитие технологий интеллектуальных скважин и проведение ГДИС по результатам замеров ТМС – это перспективное направление, которое, безусловно, будет развиваться и в будущем, в силу своих преимуществ. Внутрискважинный мониторинг демонстрирует технологическую эффективность и экономическую рентабельность. Усовершенствование этих показателей является приоритетным для развития добывающих предприятий.

Концепция интеллектуальной скважины подразумевает использование внутрискважинных систем постоянного мониторинга совместно с устройством контроля притока. Для наилучшей эффективности целесообразно применять погружную телеметрическую систему в связке с запорно-регулируемым устьевым клапаном и адаптивной системой регулирования притока, располагаемой в хвостовике горизонтальной скважины. Данное сочетание позволит не только отслеживать работу каждой скважины и месторождения в целом, но и поддерживать добычу на высоком уровне в осложнённых условиях при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти и газа.

# «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Гинько Виталию Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Представлены необходимые данные для расчета экономической эффективности внедрения АСРП
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы затрат на 1 работу ТКРС, стоимость оборудования определены с помощью сайтов-изготовителей и предоставления услуг

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Обоснование внедрения данной технологии с экономической точки зрения	Проведено обоснование внедрения адаптивных систем регулирования притока с точки зрения экономической эффективности
2. Расчет экономической эффективности	Выполнены расчеты экономической эффективности внедрения АСРП

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Гинько Виталий Владимирович		

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1. Введение**

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;

- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

С учетом решения данных задач была сформирована структура и содержание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

#### **4.2. Расчёт экономической эффективности**

В настоящее время большинство нефтегазодобывающих компаний ведут жёсткую экономическую политику, которая заключается в максимальном увеличении прибыли за счет снижения расходов на применяемые технологии. Для данной выпускной бакалаврской работы будет являться актуальным расчет экономической эффективности. Эффективность заключается во внедрении нового оборудования на месторождении, увеличении прибыли и уменьшении издержек. В выпускной работе был проведен анализ оборудования, обеспечивающего стабильную работу скважины в условиях высоких значений газового фактора и обводнённости.

Рассмотрим экономическую эффективность по внедрению адаптивной системы регулирования притока на фонде добывающих скважин ОАО «Х...». На примере одной из среднестатистических добывающих скважин можно провести экономический расчет по внедрению адаптивной системы регулирования притока в компоновке подземного оборудования скважины. АСРП способна ограничивать расход газа без снижения дебита нефти. Таким образом, система обеспечивает долговременную работу скважины без значительного увеличения газового фактора.

На рисунке 17 показана динамика добывающего фонда, оборудованного АСРП.

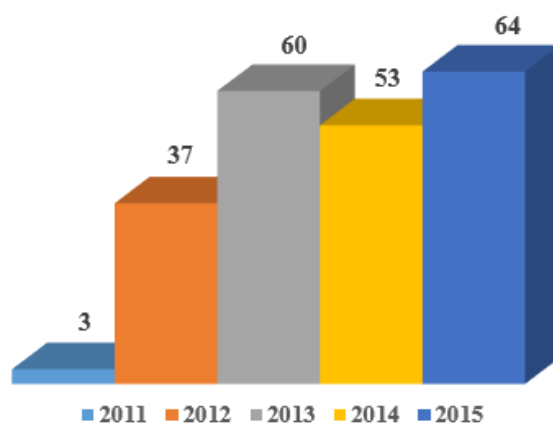


Рисунок 20 - Добывающий фонд скважин ОАО «Х...», оборудованный АСРП

В течение пяти лет фонд добывающих скважин был оснащён новым оборудованием. Применение АСРП положительно отразилось на динамике отказов по негативному влиянию газа. Динамика отказов представлена на рисунке 18.



Рисунок 21 - Динамика отказов по влиянию газа

На рисунке 20 видно, что в 2010 году на фонде, необорудованном АСРП было 100 отказов оборудования из-за вредного влияния газа. К 2015 году удалось оборудовать добывающий фонд скважин новым оборудованием, стабилизировать их работу и наладить процесс подбора погружного оборудования. Количество отказов снизилось на 95% и в 2015 году составила всего 5 отказов. Это в 20 раз меньше, чем было до внедрения. СНО увеличилась с 173 до 318 суток.

Целью данного раздела является экономический расчет по стоимости внедрения АСРП на одну скважину и оценка снижения затрат на ремонт и

обслуживание скважинного оборудования, а также подсчет выгоды от дополнительно добытой нефти.

Затраты на внедрение адаптивной системы регулирования притока включают в себя стоимость данного оборудования, оплата найма бригады ТКРС, которая включает в себя затраты на логистику, спускоподъёмные операции, монтаж оборудования. Средняя стоимость АСРП составляет 1300 тыс.руб. Стоимость найма бригады ТКРС составляет 200 тыс.руб. Итого для внедрения нового оборудования на одну среднестатистическую скважину требуется 1500 тыс.руб.

Произведем подсчет затрат на ремонт погружного оборудования до внедрения и после внедрения АСРП. В 2010 году на фонде ОАО «Х...» было 100 отказов оборудования. Из рисунка 19 можно увидеть, что к 2015 году было установлено 64 АСРП. То есть за 5 лет полностью оснастили весь фонд новым оборудованием. На переоборудованном фонде уже за 2015 год было всего 5 отказов. Можно сделать вывод о том, что до оснащения фонда новыми системами, каждая установка электроцентробежного насоса за год выходила из строя в среднем 1,5 раза. Возьмем эту цифру за период двух лет – 3 отказа за 2 года. После оснащения эта цифра изменилась в 20 раз. Соответственно, отношение отказов установки к сроку эксплуатации будет меньше в 20 раз.

Таблица 2 – Исходные данные для расчета экономической эффективности от внедрения адаптивной системы регулирования притока

Параметры	Обозначение	До внедрения	После внедрения
Количество ремонтов	$P_1, P_2$	3	0
Количество дней ремонта	$T_p$	5	5
Количество часов простоя скважины по причине срыва	$T_2$	250	20
Стоимость работы одной бригады ТКРС, тыс.р.	$C_1$	200	200
Стоимость перемещения одной бригады ТКРС, тыс.р.	$C_2$	45	45

Стоимость АСРП, тыс.р.	$C_A$	-	1300
Стоимость 1 тонны нефти	$C_H$	33,265	33,265

### Расчет до внедрения

1. Рассчитаем количество часов простоя скважины в год по причине ремонта:

$$T_1 = P_1 \cdot T_p \cdot 24 = 3 \cdot 5 \cdot 24 = 360 \text{ ч.} \quad (15)$$

где  $P_1$  – количество ремонтов;

$T_p$  – время ремонта (5 дней)

2. Рассчитаем общее количество часов простоя по формуле:

$$T = T_1 + T_2 = 360 + 250 = 610 \text{ ч.} \quad (16)$$

где  $T_2$  – количество часов простоя скважины по причине срыва подачи по газу

3. Рассчитаем затраты на работу бригады ТКРС по формуле:

$$C = P_1 \cdot C_1 = 3 \cdot 200 = 600 \text{ тыс. р.} \quad (17)$$

где  $C_1$  – стоимость работы одной бригады ТКРС

4. Рассчитаем затраты на логистику по формуле:

$$L_1 = P_1 \cdot C_2 = 3 \cdot 45 = 135 \text{ тыс. р.} \quad (18)$$

где  $C_2$  – стоимость перемещения одной бригады ТКРС один раз, тыс.р.

5. Рассчитаем общее количество затрат по формуле:

$$M_1 = C + L_1 = 600 + 135 = 735 \text{ тыс. р.}$$

6. Рассчитаем потери по причине простоя скважины по формуле:

$$N_1 = \frac{T}{24} \cdot Q_{\text{ж}}(1 - B) \cdot C_H = \frac{610}{24} \cdot 200(1 - 0,8) \cdot 33,265 = 33819,4 \text{ тыс. р.} \quad (19)$$

где  $Q_{\text{ж}}$  – средний дебит жидкости скважины (200т/сут);

$B$  – обводненность добываемой продукции ( $B=80\%$ );

$C_H$  – стоимость тонны нефти (при курсе 1 баррель нефти – 70\$ (1\$ - 64,5руб)  $C_H$  – 33265руб.).

7. Рассчитаем общие потери по формуле:

$$\Sigma = M_1 + N_1 = 735 + 33819,4 = 34554,4 \text{ тыс. р.} \quad (20)$$



### Расчет после внедрения АСРП

1. Количество часов простоя скважины в год по причине ремонта:

$$T_2 = P_2 \cdot T_p \cdot 24 = 0 \cdot 5 \cdot 24 = 0 \text{ ч.} \quad (21)$$

2. Общее количество часов простоя:

$$T = T_1 + T_2 = 0 + 20 = 20 \text{ ч.} \quad (22)$$

3. Затраты на работу бригады ТКРС:

$$C = P_1 \cdot C_1 = 1 \cdot 200 = 200 \text{ тыс. р.} \quad (23)$$

4. Затраты на логистику:

$$L_2 = P_1 \cdot C_2 = 1 \cdot 45 = 45 \text{ тыс. р.} \quad (24)$$

5. Общее количество затрат:

$$M_2 = C + L_2 + C_A = 200 + 45 + 1300 = 1545 \text{ тыс. р.} \quad (25)$$

где  $C_A$  – средняя стоимость АСРП, тыс.р.

6. Потери по причине простоя скважины:

$$N_2 = \frac{T}{24} \cdot Q_{\text{ж}}(1 - B) \cdot C_{\text{н}} = \frac{20}{24} \cdot 200(1 - 0,8) \cdot 33,265 = 1110 \text{ тыс. р.} \quad (26)$$

7. Общие потери:

$$\Sigma = M_2 + N_2 = 1545 + 1110 = 2655 \text{ тыс. р.} \quad (27)$$

Таблица 3 – Сравнение затрат на ремонт оборудования до и после внедрения АСРП на одну скважину

	До внедрения	После внедрения
Количество отказов оборудования в год по причине выхода из строя	3	0
Количество часов простоя скважины в год по причине ремонта	360	0
Количество часов простоя скважины в год по причине срыва подачи	250	20
Общее количество часов простоя скважины в год	610	20
Затраты на работу бригады ТКРС, тыс. р.	600	200
Затраты на логистику бригад ТКРС, тыс. р.	135	45
Затраты на установку АСРП, тыс. р.	-	1300

Общее количество затрат, тыс. р.	735	1545
Потери по причине простоя скважины, тыс. р.	33819,4	1110
<b>ИТОГО, тыс.р.:</b>	<b>34554,4</b>	<b>2655</b>

Таким образом, из таблицы 3 видно, что применение адаптивных систем регулирования притока будет экономически эффективно. Главным фактором экономической эффективности будет являться уменьшение простоев скважины по причине ремонта погружного оборудования и срывов подачи. За счет уменьшения отказов и увеличения наработки на отказ насосов увеличивается общее время работы скважины и соответственно накопленная добыча нефти. Также внедрение адаптивных систем и предотвращение прорывов газа приобретает актуальность в связи с определенными рисками. При разработке месторождений с контактными запасами с применением горизонтальных скважин, опасны ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить, удастся лишь отсрочить время прорыва на определенный период. Впоследствии приходится уменьшать депрессию на пласт либо периодически останавливать скважину или выводить ее из добывающего фонда, что влечёт за собой потери в добыче нефти либо простой скважины на неопределённый срок.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5П	Гинько Виталию Владимировичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки разрабатываемых нефтяных месторождений с высокими значениями газового фактора
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Вредные факторы: 1. Загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; 3. Повышенные уровни вибрации, шума; 4. Недостаточная освещенность. Опасные факторы: 1. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте; 2. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением). Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.
<b>2. Экологическая безопасность</b>	Основные типы антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с высоким газовым фактором. Комплекс мер по охране окружающей среды.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар,

	взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация (компоновка) рабочей зоны.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5П	Гинько Виталий Владимирович		

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Целью данной выпускной бакалаврской работы является анализ технологий, направленных на добычу нефти из месторождений, характеризующихся высокими значениями газового фактора и обводненности. Высокие значения газового фактора на месторождении могут способствовать появлению газонефтеводопроявлений, присутствует загазованность атмосферного воздуха на территории.

Технологии, направленные на стабильную работу центробежного насоса, в основном связаны с установкой предвключенных устройств на данные насосы. Следовательно, работы проводятся на открытых кустовых площадках.

По опасности возникновения газонефтеводопроявлений у нефтяной скважины различают категории первой, второй и третьей степени, в которых указаны следующие значения газового фактора:

- первая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора свыше  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- вторая категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- третья категория опасности – нефтяные скважины, характеризующиеся значением газового фактора менее  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

### **5.1. Производственная безопасность**

На оператора ДНГ действует множество опасных и вредных производственных факторов. Для месторождений, характеризующихся высокими значениями газового фактора, на кустовых площадках возможна загазованность продукцией скважины (газ, выделяющийся из нефти), химические факторы. Опасным производственным фактором при высоком содержании свободного газа может являться пожаровзрывоопасность. В таблице 4 представлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 4 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	<b>Химические</b>		
	Загазованность воздуха рабочей зоны, запылённость		ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.005-88
	Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ		ГОСТ 32419-2013
	<b>Физические</b>		
	Повышенные уровни вибрации, шума	Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.012–2004 ГОСТ 12.1.003–2014
			ГОСТ 12.1.010-76 ФЗ №123 от 22.07.2013 г
	Недостаточная освещённость;	Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)	СП 52.13330.2011
			ГОСТ 12.2.062-81

#### 5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

**Загазованность воздуха рабочей зоны.** При работе на месторождении имеются места, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм (АГЗУ и т.д.). Для контроля за уровнем взрывоопасности устанавливаются системы обнаружения утечек горючих газов и паров. Основным назначением системы обнаружения утечек горючих газов и паров является непрерывный автоматический контроль за

уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и на наружных установках с целью оповещения персонала объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений о возникновении пожароопасных аварийных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- непрерывного мониторинга мест возможного скопления горючих газов и паров;
- сигнализации о наличии, месте расположения и характере загазованности;
- оповещения персонала о возникшей опасности по внутренней трансляционной системе или по системе аварийной сигнализации [1].

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше ПДК (в аварийных ситуациях), допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах или дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы). До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [2].

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: диоксид азота –  $2\text{мг/м}^3$ , бензол –  $10\text{мг/м}^3$ , оксид углерода –  $20\text{мг/м}^3$ .

**Повышенный шум.** Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при монтаже и спуско-подъемных операций (СПО) установок электроцентробежных насосов (агрегат ЦА-320, подъемный агрегат А60-80, передвижная паровая установка (ППУ), автокран). Действие шума на человека определяется влиянием на

слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему. Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Длительное действие шума  $> 85$  дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления. К основным методам борьбы с шумом являются средства индивидуальной защиты (наушники).

***Превышение уровня вибрации.*** Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [4] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

***Недостаточная освещенность.*** Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Реальная освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем расчета, изложенного в методических указаниях. Фактические и требуемые параметры систем естественного и искусственного освещения вносятся в 91 таблицу. По результатам анализа табличных данных делается вывод о соответствии освещенности рабочей зоны нормативным значениям. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения.

### **5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

***Пожаровзрывобезопасность.*** В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче нефти в условиях высоких значений



газового фактора, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества (попутный газ, нефть и т.д.) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [3]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;

Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума.

Для месторождений, характеризующихся высоким значением газового фактора, пожаровзрывоопасность будет одним из ключевых опасных производственных факторов. Если рассматривать и другие опасные производственные факторы при работе оператора ДНГ, то к данному фактору относится и работа с оборудованием, работающим под давлением. Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

## **5.2. Экологическая безопасность**

Основными типами антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с газовым фактором являются:

- загрязнение атмосферы загрязняющими веществами при сгорании попутного газа в факелах;
- нефтяные загрязнения окружающей среды вследствие газонефтеводопроявлений, несоблюдения природоохранных требований;

**Защита атмосферы.** Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи

фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 5.

Таблица 5 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [5]

Наименование загрязняющих веществ	ПДК в воздухе, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Углеводороды	5	4
Оксид углерода	5	4
Сажа	0,15	3
Двуокись азота	0,085	2
Метанол	1	3
Бензин	100	4
Диоксид серы	10	3

**Защита гидросферы.** Порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы [6]. Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

### 5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза

возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

#### **5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов.

Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах являются вредными и опасными для здоровья. Это могут быть увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений. Рабочая область должна соответствовать требованиям [7], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Также были проанализированы опасные и вредные производственные факторы,

обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе анализа эффективности применения были рассмотрены различные современные технологии внутрискважинного мониторинга во время добычи нефти. Разобран подход к оценке комплекса технологий, образующих в совокупности интеллектуальную скважину, способную работать с максимальной возможной эффективностью. Кроме того, обоснована перспектива развития ГДИС с помощью телеметрических систем.

На исследуемых месторождениях внедрение систем внутрискважинного мониторинга оказывало положительный эффект. Благодаря получению корректных данных о забойном и пластовом давлении добывающих скважин, удавалось вовремя подбирать оптимальный режим работы скважины, минимизирующий риски преждевременных прорывов газа и воды. Как следствие, обеспечивался стабильный дебит, медленный рост обводнённости и достижение проектного КИН.

При изучении данного вопроса, стоит обратить внимание на экономическую эффективность технологий. Исходя из расчётов, средние финансовые затраты добывающего предприятия до внедрения и после внедрения системы внутрискважинного мониторинга составили соответственно 34554,4 и 2655 тыс. рублей. Была оценена средняя наработка на отказ, которая после внедрения увеличилась с 173 до 318 суток.

Рассмотрены вопросы производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, связанных с оборудованием под высоким давлением и в рамках этих вопросов проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

### **Список используемых источников:**

1. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности
2. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
3. Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;
4. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
5. ГН 2.2.5.686-98 «Химические факторы производственной среды. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»;
6. СанПиН 4630-88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения»;
7. ГОСТ 12.2.049-80 «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
8. Баженов В.В., Имаев А.И., Дубровский В.С., Киргизов Д.И., Исследования действующих скважин в процессе эксплуатации по новым технологиям в ООО «ТНГ-Групп», Бурение и нефть 7-8 (2011). <http://burneft.ru/archive/issues/2011-07-08/13>
9. Ломухин А.Ю., Черемисин А.Н., Торопецкий К.В., Рязанцев А.Э., Интеллектуальная система распределённого мониторинга продуктивных параметров добывающих скважин, Вестник ЦКР Роснедра 4 (2013). <http://www.oilvestnik.ru/481.html>
10. Рязанцев А.Э., Бучинский С.В., Черемисин А.Н., Торопецкий К.В., Ломухин А.Ю. Количественная оценка погрешности различных методов замеров дебитов газоконденсатных скважин при инструментальном контроле технологических режимов, Инженерная практика 6-7 (2013). [http://glavteh.ru/files/04\\_InPraktika06-07-2013\\_Ryazantsev.pdf](http://glavteh.ru/files/04_InPraktika06-07-2013_Ryazantsev.pdf)



11. Скопинцев С.П., Технология контроля расходов в обводненных нефтяных скважинах. <http://www.smart-well.ru/term2011.pdf>
12. Черемисин А. Н., Костюченко С. В., Торопецкий К. В., Рязанцев А. Э., Лукьянов Э. Е., Загоруйко Н. Г. Алгоритмы обработки результатов многофазной расходомерии в информационном обеспечении интеллектуального месторождения, Нефтяное хозяйство 6, 98 — 101 (2013).
13. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
14. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
15. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с.
16. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
17. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с.
18. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
19. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
20. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
21. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
23. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.

24. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.